



# ПОСТАНОВЛЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

От 30.05.2016

г. Вологда

№ 295

## Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2017-2021 годы

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

### ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Вологодской области на 2017 – 2021 годы (далее - Программа) согласно приложению.
2. Рекомендовать распределительным сетевым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории области, разрабатывать инвестиционные программы на основе Программы.
3. Настоящее постановление вступает в силу со дня его подписания.

Губернатор области

О.А. Кувшинников

УТВЕРЖДЕНЫ  
постановлением  
Губернатора области  
от 30.05.2016 № 295

**Схема и программа развития  
электроэнергетики  
Вологодской области  
на 2017-2021 годы**

# **1 Анализ существующего состояния. Характеристика электроснабжения и теплоснабжения региона за отчетные 2010-2015 гг.**

## **1.1 Основные положения.**

1.1.1 Основание для разработки схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2017-2021 годы:

- 1) Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».
- 2) Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
- 3) Федеральный закон Российской Федерации от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».
- 4) Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».
- 5) Необходимость обеспечения компаний топливно-энергетического комплекса актуальной информацией для формирования инвестиционных программ.

1.1.2 Цели разработки схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2017-2021 годы:

- анализ состояния электросетевой инфраструктуры за отчётный период 2010-2015 гг.;
- оценка надежности и безопасности функционирования энергосистемы за отчётный пятилетний период,
- оценка возможности обеспечения растущего спроса на электроэнергию хозяйственного комплекса Вологодской области;
- анализ «районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы» в энергосистеме Вологодской области;
- информационное обеспечение деятельности органов исполнительной власти при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также организаций

коммерческой и технологической инфраструктуры субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

Задачи:

- определение приоритетных направлений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и размещению объектов сетевой инфраструктуры;
- обеспечение экономической эффективности решений, предлагаемых при реализации мероприятий в рамках перспективного развития электроэнергетики Вологодской области;
- обеспечение применения новых технологических решений при реализации мероприятий перспективного развития электроэнергетики;
- разработка рекомендаций по снижению физического износа электрических сетей в разрезе собственников электроэнергетического оборудования.



## 1.2 Общая характеристика экономики Вологодской области

Вологодская область расположена на севере Европейской части России в 500 км от Москвы. Площадь области составляет 145,5 тыс. кв. км, или почти 1% площади Российской Федерации; наибольшая протяженность с севера на юг - 385 км, с запада на восток - 650 км.

Вологодская область граничит на севере с Архангельской, на востоке – с Кировской, на юге – с Костромской и Ярославской, на юго-западе – с Тверской и Новгородской, на западе – с Ленинградской областями, на северо-западе с Республикой Карелия (Рисунок 1).

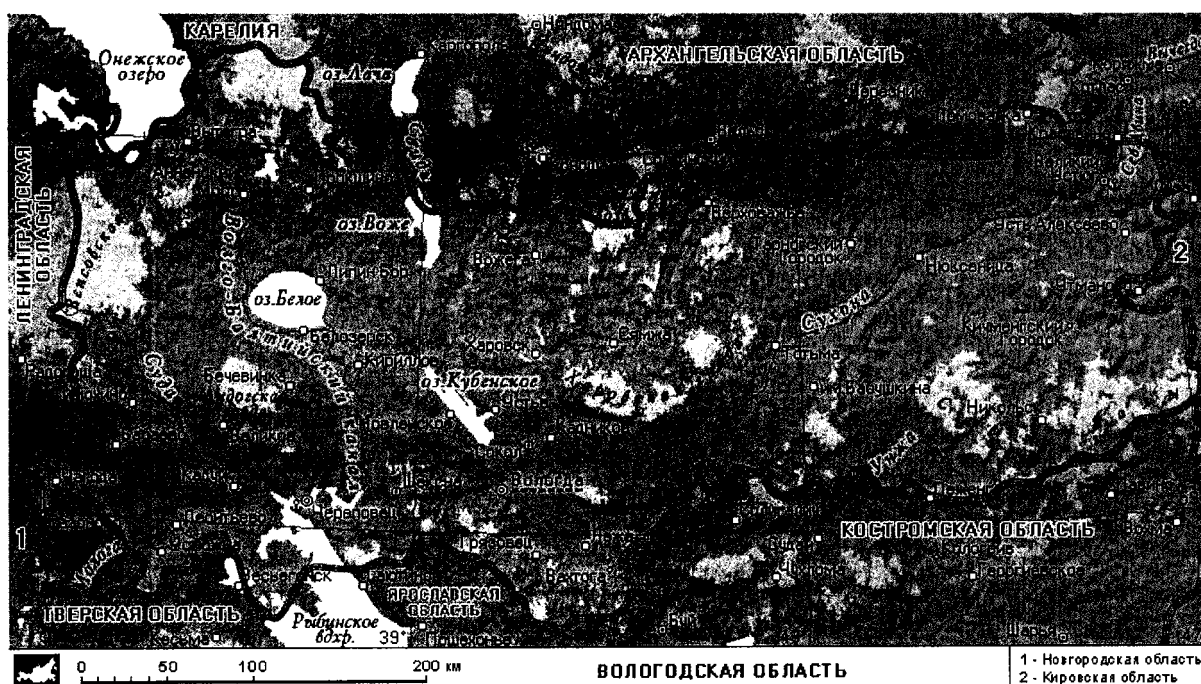


Рисунок 1 – Карта Вологодской области.

В соответствии со СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология» основные климатические характеристики Вологодской области следующие:

- средняя температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (расчетная для проектирования отопления) – минус 37 ÷ минус 39°C;
- средняя температура за отопительный период – минус 6,9 ÷ минус 8,6°C;
- продолжительность отопительного периода – 158 ÷ 166 суток.

Годовое число часов использования максимума отопительной нагрузки –  
 $1\,790 \div 1\,931$  ч.

На начало 2015 г. на территории Вологодской области имелось 282 муниципальных образования:

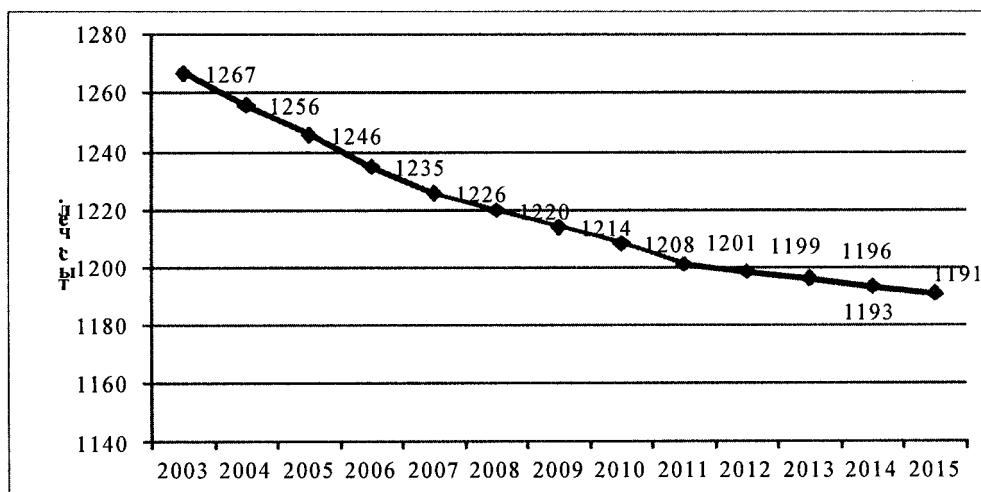
- 26 муниципальных районов;
- 2 городских округа (Вологда и Череповец);
- 22 городских поселения;
- 232 сельских поселения.

Карта-схема административно-территориального деления Вологодской области представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Карта-схема административно-территориального деления Вологодской области

Общая численность населения Вологодской области составила на 01.01.2015 – 1191,0 тыс. чел., плотность населения – 8,2 чел./км<sup>2</sup>, удельный вес городского населения – 71,9%. Наблюдается стабильная динамика снижения численности населения области: с 2003 г. по 2015 г. убыль составила 76 тыс. чел. (или 94% к 2002 году) – рисунок 3.



Источник данных: Росстат

Рисунок 3 – Изменение численности населения Вологодской области в 2003-2015 гг. (данные приведены на начало года)

В перспективе тенденция уменьшения численности населения области сохранится, что подтверждает тренд, который демонстрирует прогноз численности населения в области (таблица 1). Прогноз на 2016-2018 гг. демонстрирует незначительное увеличение численности населения, однако исходная точка прогноза – 2016 г. – содержит оценку, существенно превышающую (на 4,1 тыс. чел. ) расчетную численность населения, приводимую Росстатом на начало 2015 г., как то было показано выше.

Таблица 1 – Предположительная численность населения Вологодской области на начало года в период 2016-2030 гг.

Годы	На начало года			
	все население	в том числе:		доля городского населения (%)
		городское	сельское	
2016	1 195 105	861 501	333 604	72,1
2017	1 195 275	865 236	330 039	72,4
2018	1 194 775	868 580	326 195	72,7
2019	1 193 524	871 443	322 081	73
2020	1 191 564	873 847	317 717	73,3
2021	1 188 871	875 763	313 108	73,7
2022	1 185 822	877 429	308 393	74
2023	1 182 452	878 852	303 600	74,3
2024	1 178 780	880 040	298 740	74,7
2025	1 174 845	881 015	293 830	75
2026	1 170 640	881 775	288 865	75,3
2027	1 166 203	882 343	283 860	75,7
2028	1 161 596	882 768	278 828	76

2029	1 156 910	883 135	273 775	76,3
2030	1 152 240	883 526	268 714	76,7

Наиболее крупными населенными пунктами Вологодской области являются города Череповец – 318,1 тыс. чел. (26,4 % от общей численности населения области), Вологда – 311,2 тыс. чел. (26,3 %), г. Сокол - 37,6 тыс. чел.; г. Великий Устюг – 31,8 тыс. чел., г. Грязовец – 15,0 тыс. чел., г. Бабаево – 11,5 тыс. чел., г. Вытегра – 10,3 тыс. чел.

Численность населения Вологодской области в период 2010-2015 гг. по городским округам и муниципальным районам с указанием городских населенных пунктов и выделением городского населения представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Численность населения Вологодской области на начало года

№ п/п	Наименование, района, города	Численность населения, чел.											
		2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.	
		Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского	Всего	Всего	Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского
1	Бабаевский район	22 853	12 213	21 787	12 016	21 228	11 900	20 764	11 712	20557	11624	20150	11491
1.1	<i>в том числе г. Бабаево</i>	12 213	12 213	12 016	12 016	11 900	11 900	11 712	11 712	11624	11624	11491	11491
2	Бабушкинский район	13 464	0	13 154	0	12 826	0	12 598	0	12334	-	12064	-
3	Белозерский район	19 065	10 007	17 139	9 565	16 824	9 544	16 532	9 481	16188	9380	15752	9172
3.1	<i>в том числе г. Белозерск</i>	10 007	10 007	9 565	9 565	9 544	9 544	9 481	9 481	9380	9380	9172	9172
4	Вашкинский район	9 116	0	8 010	0	7 744	0	7 601	0	7398	-	7202	-
5	Великоустюгский район	60 851	40 848	57 831	39 861	57 321	39 783	56 790	39 712	56311	39523	55630	39165
5.1	<i>в том числе г. Великий Ус- тюг</i>	31 784	31 784	31 768	31 768	31 906	31 906	31 984	31 984	31983	31983	31806	31806
5.2	<i>г. Красавино</i>	7 726	7 726	6 966	6 966	6 783	6 783	6 616	6 616	6431	6431	6301	6301
5.3	<i>(р.п.) п.г.т. Кузино</i>	1 338	1 338	1 127	1 127	1 094	1 094	1 112	1 112	1109	1109	1058	1058
6	Верховажский район	15 568	0	13 825	0	13 584	0	13 416	0	13266	-	13133	-
7	Вожегодский район	17 184	6 526	16 620	6 677	16 252	6 582	15 887	6 444	15486	6264	15218	6226
7.1	<i>в том числе р.п. Вожега</i>	6 526	6 526	6 677	6 677	6 582	6 582	6 444	6 444	6264	6264	6226	6226
8	Вологодский район	50 067	0	50 472	0	50 766	0	51 051	0	51779	-	51930	-
9	Вытегорский район	29 058	10 814	27 052	10 481	26 592	10 427	26 184	10 346	25792	10308	25302	10274
9.1	<i>в том числе г. Вытегра</i>	10 814	10 814	10 481	10 481	10 427	10 427	10 346	10 346	10308	10308	10274	10274
10	Грязовецкий район	38 248	22 021	35 641	21 885	35 202	21 602	34 577	21 306	34037	20952	33580	20794
10.1	<i>в том числе г. Грязовец</i>	15 399	15 399	15 543	15 543	15 476	15 476	15 313	15 313	15081	15081	15041	15041
10.2	<i>(р.п.) п.г.т. Вохтога</i>	6 622	6 622	6 342	6 342	6 126	6 126	5 993	5 993	5871	5871	5753	5753
11	Кадуйский район	17 754	13 763	17 092	13 801	17 034	13 744	17 029	13 753	17096	13786	16997	13660
11.1	<i>в том числе (р.п.) п.г.т. Кадуй</i>	11 291	11 291	11 297	11 297	11 261	11 261	11 313	11 313	11349	11349	11247	11247
11.2	<i>(р.п.) п.г.т. Хохлово</i>	2 472	2 472	2 504	2 504	2 483	2 483	2 440	2 440	2437	2437	2413	2413
12	Кирилловский район	17 538	7 892	15 769	7 717	15 608	7 632	15 538	7 562	15392	7515	15223	7439
12.1	<i>в том числе г. Кириллов</i>	7 892	7 892	7 717	7 717	7 632	7 632	7 562	7 562	7515	7515	7439	7439
13	Кичменгско-Городецкий	20 088	0	18 354	0	17 771	0	17 293	0	16909	-	16616	-

№ п/п	Наименование, района, города	Численность населения, чел.											
		2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.	
		Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского	Всего	Всего	Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского
	район												
14	Междуреченский район	7 054	0	6 054	0	5 973	0	5 902	0	5826	-	5716	-
15	Никольский район	24 488	8 444	22 296	8 508	21 852	8 403	21 406	8 223	20953	8063	20571	7989
15.1	в том числе г. Никольск	8 444	8 444	8 508	8 508	8 403	8 403	8 223	8 223	8063	8063	7989	7989
16	Нюксенский район	11 040	0	9 697	0	9 445	0	9 294	0	9159	-	8944	-
17	Сокольский район	53 417	45 298	51 253	43 178	50 864	42 833	50 574	42 662	50208	42446	49735	42204
17.1	в том числе г. Сокол	40 360	40 360	38 386	38 386	38 062	38 062	37 898	37 898	37723	37723	37562	37562
17.2	г. Кадников	4 938	4 938	4 792	4 792	4 771	4 771	4 764	4 764	4723	4723	4642	4642
18	Сямженский район	9 840	0	8 869	0	8 728	0	8 635	0	8487	-	8344	-
19	Тарногский район	14 294	0	12 784	0	12 457	0	12 247	0	12038	-	11795	-
20	Тотемский район	25 238	10 322	23 865	9 855	23 550	9 872	23 438	9 860	23265	9862	23083	9915
20.1	в том числе г. Тотьма	10 322	10 322	9 855	9 855	9 872	9 872	9 860	9 860	9862	9862	9915	9915
21	Усть-Кубинский район	8 828	0	8 040	0	8 065	0	7 995	0	7987	-	7912	-
22	Устюженский район	19 716	9 687	18 594	9 452	18 328	9 306	18 019	9 089	17742	8942	17523	8859
22.1	в том числе г. Устюжна	9 687	9 687	9 452	9 452	9 306	9 306	9 089	9 089	8942	8942	8859	8859
23	Харовский район	17 927	10 623	16 316	10 043	15 981	9 843	15 543	9 617	15328	9506	15041	9422
23.1	в том числе г. Харовск	10 623	10 623	10 043	10 043	9 843	9 843	9 617	9 617	9506	9506	9422	9422
24	Чагодощенский район	14 163	9 990	13 791	10 102	13 774	10 101	13 419	9 833	13128	9591	12823	9400
24.1	в том числе (р.п.) п.г.т. Чагода	6 695	6 695	6 885	6 885	6 847	6 847	6 701	6 701	6516	6516	6389	6389
24.2	(р.п.) п.г.т. Сазоново	3 295	3 295	3 217	3 217	3 254	3 254	3 132	3 132	3075	3075	3011	3011
25	Череповецкий район	38 086	0	40 710	0	40 350	0	40 530	0	40133	-	40000	-
26	Шекснинский район	35 194	23 408	33 211	22 318	33 362	22 429	33 257	22 484	33200	21126	33211	21195
26.1	в том числе (р.п.) п.г.т. Шексна	21 745	21 745	20 890	20 890	21 029	21 029	21 068	21 068	21126	21126	21195	21195
26.2	(р.п.) п.г.т. Чебсара	1 663	1 663	1 428	1 428	1 400	1 400	1 416	1 416	Не выделяется			
27	г.о. Вологда	293 349	293349	309 910	309 910	312 419	312 419	314939	306487	316614	308172	319408	311166
28	г.о. Череповец	310 169	310169	312 904	312 904	314 646	314 646	315 738	315 738	316758	316758	318107	318107

№ п/п	Наименование, района, города	Численность населения, чел.											
		2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.	
		Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского	Всего	Всего	Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского	Всего	в том числе город- ского
Всего по Вологодской области		121365 7	845374	1201040	858 273	1198546	861066	1196196	862761	1193371	853818	1191010	856478
тоже в % от суммы		100	69,7	100	71,5	100	71,8	100	72,1	100	71,5	100	71,9

За последние 5 лет наблюдается изменение структуры населения Вологодской области: доля сельского населения сократилась на 2,2% за счет увеличения доли городского населения. Увеличение городского населения обусловлено ростом его численности в крупных городских округах, а именно в г.о. Череповец и г.о. Вологда, в которых сосредоточено до 52,8% всего населения области.

Рост численности городского населения предопределяет возможность дальнейшего развития в городах централизованного теплоснабжения, включая развития источников комбинированной выработки тепла и электроэнергии (когенерации).

По данным Вологдастат на 01.01.2013 года жилищный фонд Вологодской области представлен 184,3 тыс. зданий (в том числе многоквартирных – 37,6 тыс. зданий) общей площадью - 32,3 млн. м<sup>2</sup>. Фактическая средняя обеспеченность жилищной площадью составила около 27 м<sup>2</sup>/чел.

До 62,8 % (20,3 млн. м<sup>2</sup>) общей площади сосредоточено в городах, 37,2 % (12,0 млн. м<sup>2</sup>) в сельских поселениях.

Распределение общей площади по годам постройки жилых зданий и по проценту их износа на 01.01.2013 представлено на рисунке 4.

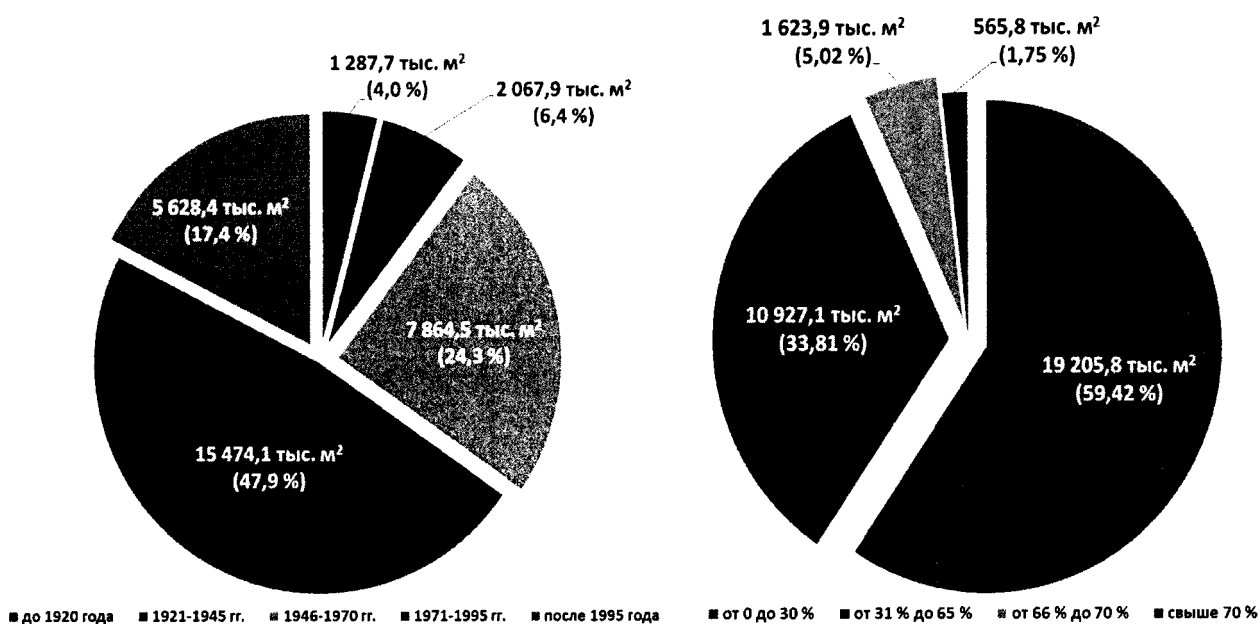




Рисунок 4 – Распределение общей площади по годам постройки жилых зданий Вологодской области и по проценту их износа (на 01.01.2013)

Больше половины общей площади жилых зданий (82,6%) приходится на 1920-1995 гг. постройки, не учитывающие современные требования к тепловой защите ограждающих конструкций СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

При этом ветхий аварийный жилищный фонд области (с износом более 70%) составляет менее 2 % от общей площади всех жилых зданий. До 59,4% общей площади жилых зданий области характеризуется хорошим состоянием – процент износа менее 30%.

Изменение общей площади жилых зданий и средней обеспеченности жилищной площадью в Вологодской области в период 2008-2012 гг. представлено в таблице 3 и на рисунке 5.

Таблица 3 – Изменение общей площади жилых зданий, численности населения и средней обеспеченности жилищной площадью в Вологодской области в период 2008-2012 гг.

Наименование	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Общая площадь жилых помещений, тыс. м <sup>2</sup>	30461,4	30968,5	31316,8	32028,6	32322,6
Численность населения, тыс. чел.	1 218,2	1 213,7	1 201,0	1 198,5	1 196,2
Обеспеченность жилой площадью, м <sup>2</sup> /чел.	25,0	25,5	26,1	26,7	27,0

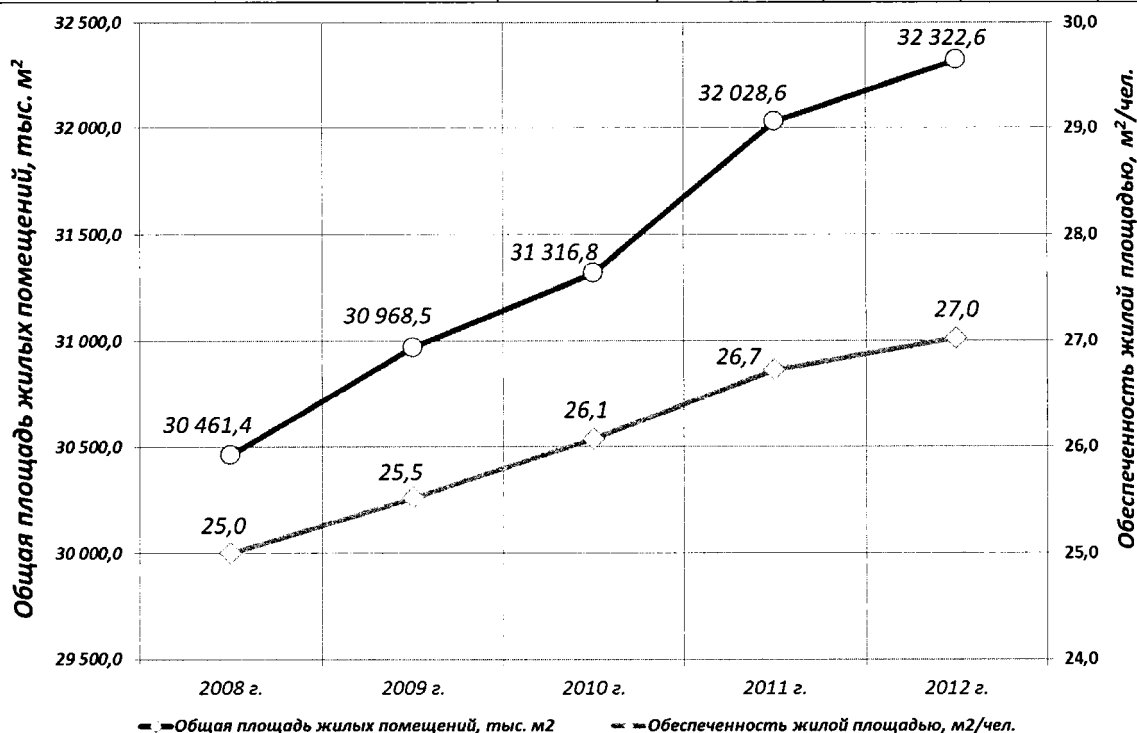


Рисунок 5 – Изменение общей площади жилых зданий и средней обеспеченности жилищной площадью в Вологодской области в период 2008-2012 гг.

В период 2008-2012 гг. жилищный фонд области увеличился на 1,8 млн. м<sup>2</sup> общей площади, или 6,0 %. При этом среднегодовые вводы жилищной площади составили 372,2 тыс. м<sup>2</sup>/год. Снижение численности населения и рост общей площади жилых зданий улучшили показатель обеспеченности жилищной площадью с 25 до 27 м<sup>2</sup>/чел.

Распределение общей площади жилых зданий по районам и городским округам Вологодской области в 2008-2012 гг. представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Распределение общей площади жилых зданий по районам и городским округам Вологодской области в 2008-2012 гг.

Наименование	Общая площадь жилых помещений, тыс. м <sup>2</sup>					
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	
					Всего	% от Σ
Бабаевский	719,2	735,1	744,6	759,4	767,8	2,38
Бабушкинский	425,8	425,3	424,0	424,7	421,4	1,30
Белозерский	583,5	589,3	592,7	596,6	599,5	1,85
Вашкинский	269,8	265,2	267,1	267,9	268,9	0,83
Великоустюгский	1 535,2	1 590,9	1 599,3	1 617,0	1 634,6	5,06
Верховажский	415,0	414,9	417,6	423,0	430,5	1,33
Вожегодский	509,6	509,2	511,2	515,3	515,1	1,59
Вологодский	1 113,0	1 139,0	1 156,5	1 502,1	1 526,0	4,72
Вытегорский	698,4	699,5	701,0	703,8	706,3	2,19
Грязовецкий	1 008,3	1 009,7	1 023,5	1 024,0	1 025,4	3,17
Кадуйский	608,9	618,5	624,4	631,3	638,2	1,97
Кирилловский	544,3	549,4	557,9	566,2	573,1	1,77
Кичменгско-Городецкий	506,4	509,2	512,1	515,5	529,7	1,64
Междуреченский	212,1	213,8	210,0	211,4	207,8	0,64
Никольский	650,5	653,3	622,4	624,4	622,2	1,92
Нюксенский	316,9	318,6	323,8	328,3	330,5	1,02
Сокольский	1 460,5	1 471,9	1 477,0	1 476,1	1 480,2	4,58
Сямженский	305,8	307,9	309,1	312,0	314,5	0,97
Тарногский	445,7	447,5	449,6	452,2	453,3	1,40
Тотемский	661,1	667,9	670,4	679,4	688,4	2,13
Усть-Кубинский	296,4	298,9	304,6	307,1	311,0	0,96
Устюженский	646,1	649,1	651,2	653,4	656,5	2,03
Харовский	584,0	581,6	582,0	584,4	585,7	1,81
Чагодощенский	413,2	417,8	422,0	423,6	428,0	1,32
Череповецкий	1 046,5	1 103,5	1 130,8	1 193,3	1 221,2	3,78
Шекснинский	794,0	806,5	810,2	814,5	818,2	2,53
г. Вологда	6 678,4	6 828,2	6 982,1	7 090,8	7 191,9	22,25
г. Череповец	7 012,8	7 146,8	7 239,7	7 330,9	7 376,7	22,82
<b>Всего по области</b>	<b>30 461,4</b>	<b>30 968,5</b>	<b>31 316,8</b>	<b>32 028,6</b>	<b>32 322,6</b>	<b>100,00</b>

Около половины (45%) жилищной площади приходится на крупнейшие городские округа г. Вологда и г. Череповец, в которых в период 2008-2012 гг. наблюдается также значительный рост общей площади жилых зданий – 877,4 тыс. м<sup>2</sup> (до 47,2% суммарного роста общей площади по области) при среднегодовых вводах – 175,5 тыс. м<sup>2</sup>/год.

Среди развивающихся районов можно выделить Вологодский район. За 5 лет до 2012 г. включительно в данном районе рост общей площади жилых помещений составил 413 тыс. м<sup>2</sup> (до 22,2 % суммарного роста общей площади по области).

Достаточно высоких значений достигает благоустройство (и следовательно имеется развитый сектор предоставления коммунальных услуг) городского жилищного фонда: 83-89% по основным видам благоустройства. Благоустройство жилищного фонда сельских поселений в несколько раз ниже.

Особенности климата, истории и экономико-географическое положение предопределили основные характеристики экономики области, развития ее социальной системы и системы расселения.

Благоприятными факторами являлись и являются:

- расположение области между источниками сырья для черной металлургии – угля Воркуты и железных руд, добываемых на Северо-Западе и в Центре;
- наличие крупных магистральных газопроводов;
- большие запасы древесины;
- развитая сеть внутреннего водного транспорта;
- близость к центрам потребления продукции отраслей специализации региона, а также к портам для вывоза продукции на экспорт;
- благоприятные условия для молочного животноводства и производства технических культур в растениеводстве.

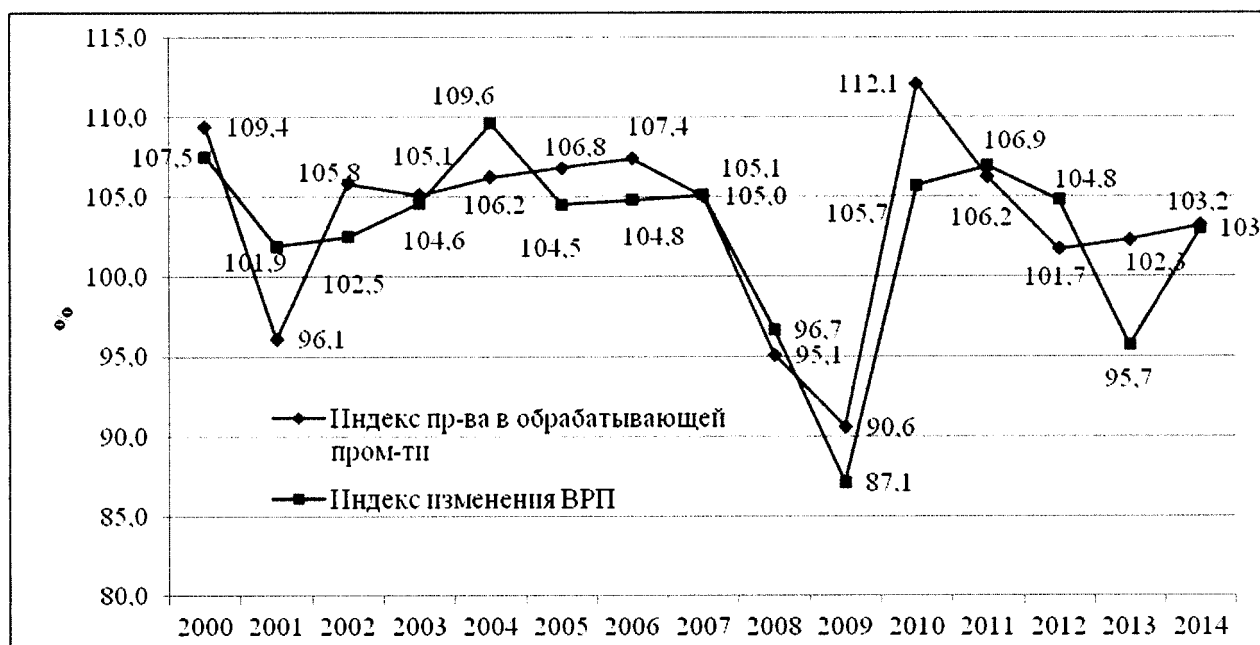
В связи с этим в области развиты базовые отрасли тяжелой промышленности – металлургия полного цикла, химия (производство удобрений), лесопромышленный комплекс.

Высокая степень индустриального развития региона определяет лидирующие позиции в общероссийском производстве промышленной продукции. В области производится:

- каждая седьмая тонна российского проката и стали;
- каждая девятая тонна минеральных или химических удобрений;
- каждый одиннадцатый кубометр клееной фанеры и каждый девятый кубометр ДСП.

Специализируется Вологодская область и на выпуске продукции пищевой промышленности – масла животного (здесь выпускается каждая девятая тонна высококачественного сливочного масла, произведенного в стране), мяса и мясопродуктов, кондитерских, макаронных изделий.

После кризиса 2008-2009 г. обрабатывающая промышленность области восстановилась и к 2014 г. повысила докризисный уровень выпуск продукции на 10,1% (рисунок 6). Однако если в 2010 г. по объему отгруженной промышленной продукции обрабатывающих отраслей в расчете на душу населения областной уровень превышал среднероссийский почти в 2,1 раза, то по итогам 2014 г. он был существенно ниже – 1,64 раза.



Источник данных: Росстат

Рисунок 6 – Динамика изменения ВРП и индекса производства в обрабатывающей промышленности Вологодской области

В Вологодской области на долю промышленного производства в течение десятилетия до 2012 г. приходилось 43-50% объема ВРП, в то время как в российском ВРП (как суммы регионов) эта доля составляла около 34-35%. В связи с негативными явлениями в экономике, которые начали проявляться в стране начиная с середины 2012 г., вклад промышленного производства в ВРП стал снижаться ускоренными темпами, и в 2014 г. доля промышленности в структуре ВРП Вологодской области упала до 38,5% (в РФ в меньшей степени – до 31,7%) (рисунок 7).

В целом структура ВРП области изменяется в направлении увеличения доли сферы услуг (с 29,1% в 2010 г. до 33,9% в 2014 г.) и падения доли производственной деятельности, включая сельскохозяйственную (с 48,7% до 43,2%). Одновременно происходит существенное увеличение доли ВЭД «Транспорт и связь» с 14,3 до 17,1%.





Рисунок 7 – Структура ВРП Вологодской области в 2010 г. и 2014 гг.

Вологда – один из крупнейших на Северо-Западе транспортных узлов, имеющий выходы на север (Мурманск, Архангельск, Карелия), на запад (Санкт-Петербург), на восток (Киров, Екатеринбург), а также на южные направления (Ярославль, Москва). По территории области проходят железные дороги, связывающие Москву с Архангельском и С.-Петербург с Уралом (с выходом на Транссибирскую магистраль). Федеральные автомагистрали проходят по территории области в северном (М8 «Холмогоры»): Москва – Ярославль – Вологда – Архангельск) и восточном направлениях («А114»: а/д М18 – Новая Ладога – Вологда). Кроме того, в области развита сеть водного транспорта. По ее территории проходят два крупных речных канала Северо-Запада РФ: Волго-Балтийский водный путь и Северо-Двинская шлюзованная система. Особое значение для области имеет Волго-Балтийский водный путь, который связывает Санкт-Петербург с Москвой и городами Волги, Камы, Дона, обеспечивая выход к Беломоро-Балтийскому каналу, в Белое, Каспийское, Черное и Средиземное моря.

Важнейшее значение для экономики области имеет трубопроводный транспорт. По системе магистральных газопроводов по территории Вологодской области осуществляется транспорт газа в Северо-Западном коридоре от

действующих и перспективных месторождений Тюменской области и Республики Коми к центральным регионам страны и в Европу. Газотранспортная система области представляет собой 4570 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов в одностороннем исполнении, 5 компрессорных станций, 37 газопроводов-отводов общей протяженностью 643 км, 37 газораспределительных станций. На территории области проходит также магистральный нефтепровод с четырьмя насосно-перекачивающими станциями (часть ОАО «Северные магистральные нефтепроводы» ОАО «АК «Транснефть»)).

В результате большой протяженности территории области с запада на восток (650 км) экономическое положение отдельных частей области сильно различается. Наиболее благоприятное экономическое и транспортное положение характерно для южной и западной частей области, расположенных в непосредственной близости к развитым регионам Центрального и Северо-Западного ФО. Здесь сосредоточена большая часть экономического потенциала, транспортных потоков, большая часть населения области. Обширная северо-восточная часть области характеризуется удаленностью от крупных промышленных центров, менее развитой транспортной сетью и, как результат – меньшей освоенностью территории.

### **1.3 Анализ функционирования и характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Вологодской области**

Энергосистема Вологодской области характеризуется наличием дефицита мощности. Примерно 30% потребности области в электроэнергии обеспечивается электростанциями ПАО «ОГК-2» и ОАО «ТГК-2», около 40% электроэнергии вырабатывается блок-станциями промышленных предприятий и гидроэлектростанциями ФГУ «Волго-Балтийское государственное бассейновое управление водных путей и судоходства». Остальная электроэнергия поступает с оптового рынка электроэнергии из-за пределов области.

Установленная мощность электростанций Вологодской энергосистемы на 01.01.2016 составила 1932,3 МВт, в том числе 1251,5 МВт – установленная мощность ТЭС общего пользования, 26,3 МВт – установленная мощность ГЭС и 654,5 МВт – установленная мощность блок-станций.

В диспетчерском отношении Вологодская энергосистема относится к сферам ответственности филиалов ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» Вологодское РДУ и ОДУ Центра.

К генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Вологодской области относятся:

- ПАО «ОГК-2»;
- ОАО «ТГК-2»;
- ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго» (ГЭП «ВОКЭ»).

Также выработку электроэнергии на территории Вологодской области осуществляют собственные генерирующие источники (блок-станции) компаний, для которых выработка электроэнергии не является основным видом деятельности. К таким компаниям относятся:

- ПАО «Северсталь»;
- АО «ФосАгро-Череповец»;
- ФБУ «Администрация Волго-Балт»;
- Нюксенское ЛПУ МГ филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта».



Кроме того, на территории области работает промышленная мини-ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, использующая в качестве основного топлива отходы областных деревообрабатывающих предприятий.

Эксплуатацию имеющихся в энергосистеме электрических сетей 220-750 кВ осуществляет филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское предприятие магистральных электрических сетей. Крупнейшей компанией, осуществляющей на территории области эксплуатацию распределительных сетей является филиал ПАО «МРСК Северо - Запада» «Вологдаэнерго», в состав которого входят 5 производственных отделений: Вологодские, Череповецкие, Великоустюгские, Тотемские, Кирилловские электрические сети.

К сбытовым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории Вологодской области, относятся:

- ОАО «Вологодская сбытовая компания».
- ОАО «Русэнергосбыт»;
- ОАО «Межрегионэнергосбыт»;
- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «Союзэнерготрейд»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ОАО «Оборонэнергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго».

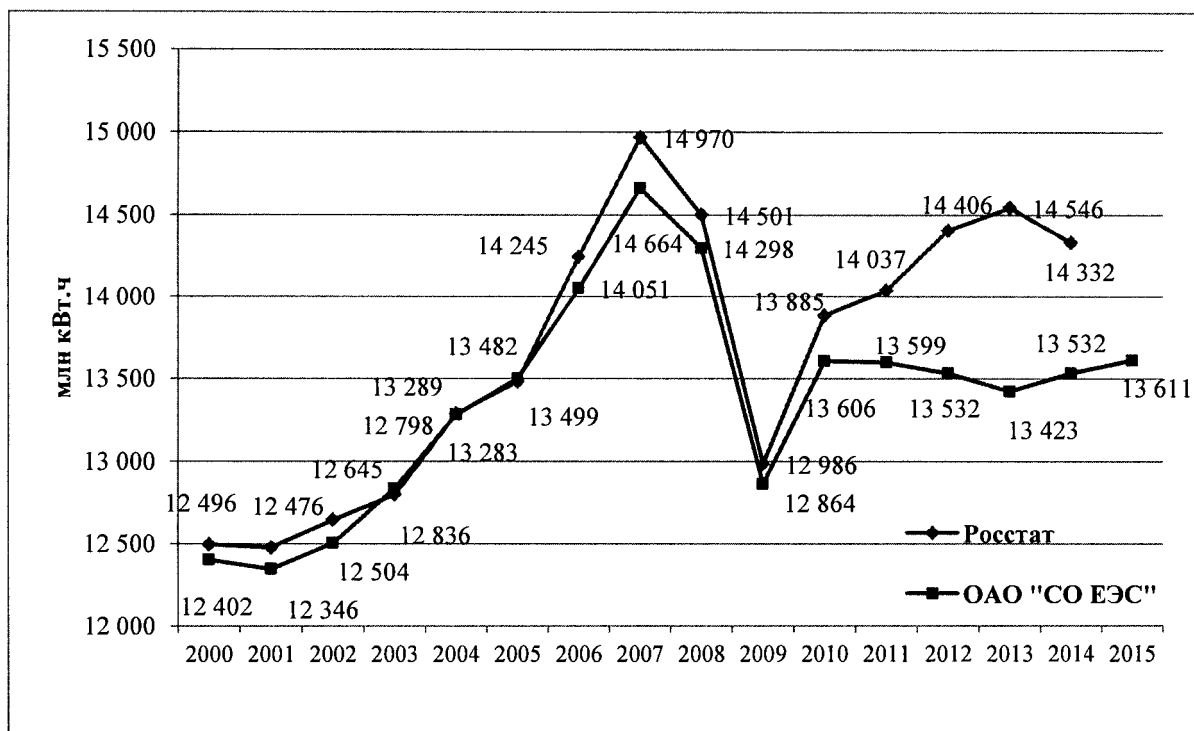
## **1.4 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Вологодской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние пять лет**

### **1.4.1 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Вологодской области**

Анализ динамики и структуры потребления электроэнергии служит исходной базой формирования прогнозного спроса на электроэнергию, а в конечном счете – целям обоснования изменения нагрузок в регионе.

В полном потреблении электроэнергии областью имеются различия между данными ОАО «СО ЕЭС» и Росстата. Они существуют во всех субъектах Российской Федерации. Чаще данные Росстата превышают данные по электропотреблению СО, и эти расхождения традиционно принято относить на децентрализованную зону производства и потребления, которая находится вне зоны ответственности (и учёта) Системного оператора. Однако почти в половине регионов страны (в отдельные годы или постоянно) данные Системного оператора превышают данные Росстата. Причем это превышение нередко бывает весьма значительным, доходя до 5-10%.

Такая «инверсия» наблюдалась и в Вологодской области в период 2000-2014 годов: в 2003 и 2005 годах потребление, фиксируемое СО, незначительно превышало данные Росстата (соответственно на 38 и 18 млн. кВт.ч) – рисунок 4.1. В остальные годы рассматриваемого периода данные Росстата превышали данные СО. Однако если до 2010 г. это превышение составляло в среднем 100-150 млн кВт.ч, то в последние пять лет оно резко увеличилось и стало достигать в среднем 700 млн кВт.ч (максимум был достигнут в 2013 г. – 1123 млн кВт.ч) - рисунок 8 и таблица 5.



По данным Росстата и ОАО «СО ЕЭС»

Примечание: данные Росстата за 2015 г. появляются в середине года, следующего за отчетным.

Рисунок 8 – Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата и Системного оператора

Таблица 5 – Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата и Системного оператора, млн. кВт.ч

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Полное потребление по данным Росстата	13 885	14 037	14 406	14 546	14 332	н.д.
Изменение полного потребления, %	106,9%	101,1%	102,6%	101,0%	98,5%	
Полное потребление по данным ОАО "СО ЕЭС"	13 606	13 599	13 532	13 423	13 532	13 611
Изменение полного потребления, %	105,8%	99,9%	99,5%	99,2%	100,8%	100,6%
Разница между данными Росстата и ОАО "СО ЕЭС"	278	438	874	1123	800	

По данным СО в пределах Вологодской области с 2010 (после «отскока» в потреблении электроэнергии от «дна», достигнутого в кризисный 2009 г.) по 2013 гг. происходило постепенное снижение потребления электроэнергии в централизованной зоне (в сумме на 183 млн. кВт.ч). В 2014 г. по отношению к 2013 г. потребление электроэнергии выросло на 109 млн. кВт.ч (на 0,8%) и составило 13532 млн кВт.ч. Тем самым оно возвратилось на уровень 2012 г. В 2015 г. прирост потребления продолжился и составил 79 млн. кВт.ч, или 0,6% (Рисунок 8).

По данным Росстата картина изменения электропотребления в последние годы была обратной: наблюдался постепенный весьма существенный рост при снижении в 2014 г. Полное потребление электроэнергии в Вологодской области в 2014 г. составило 14332 млн. кВт.ч, снизившись по сравнению с 2013 г. на 1,5% (Рисунок 8). По электропотреблению область даже в 2013 г. так и не достигла уровня электропотребления докризисного максимума 2007 года.

Среднегодовой темп изменения полного электропотребления за период 2010-2014 гг. по данным СО составил 1,02%. Аналогичный показатель по данным Росстата был почти вдвое выше и составил 1,99%.

Электропотребление за 2015 г. в централизованной зоне по данным ОАО «СО ЕЭС» превысило аналогичный показатель за 2014 г. на 80 млн. кВт.ч, или 0,6%, что соответствует уровню 2010 г.

#### 1.4.2 Структура электропотребления Вологодской области

Динамика укрупненной структуры электропотребления в Вологодской области по данным Росстата приведена ниже (Таблица 6 и Рисунок 9).

Как можно видеть, динамика доли потерь в сетях неустойчива и достигала в рассматриваемый период максимума в 2009 и 2010 годы (соответственно 9,5% и 9,3%).

Таблица 6 – Динамика полного потребления электроэнергии в Вологодской области

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Полное потребление	13 482	14 245	14 970	13549	12986	13 885	14 037	14 406	14 546	14 332
Изменение полного потребления, %	101,4%	105,7%	105,1%	90,5%	95,8%	106,9%	101,1%	102,6%	101,0%	98,5%
в т.ч. потери в сетях	954	1173	1 178	1 215	1 209	1 270	1 249	1 223	1 190	650
собств. нужды электростанций	218	259	267	270	216	256	255	226	244	484
Конечное потребление	12310	12812	13525	12065	11560	12358	12 534	12 957	13 112	13 198
Изменение конечного потребления, %		104,1%	105,6%	89,2%	95,8%	106,9%	101,4%	103,4%	101,2%	100,7%
Доля потерь в сетях от отпуска эл.-энергии в сеть, %	7,2%	8,4%	8,0%	9,1%	9,5%	9,3%	9,1%	8,6%	8,3%	4,7%

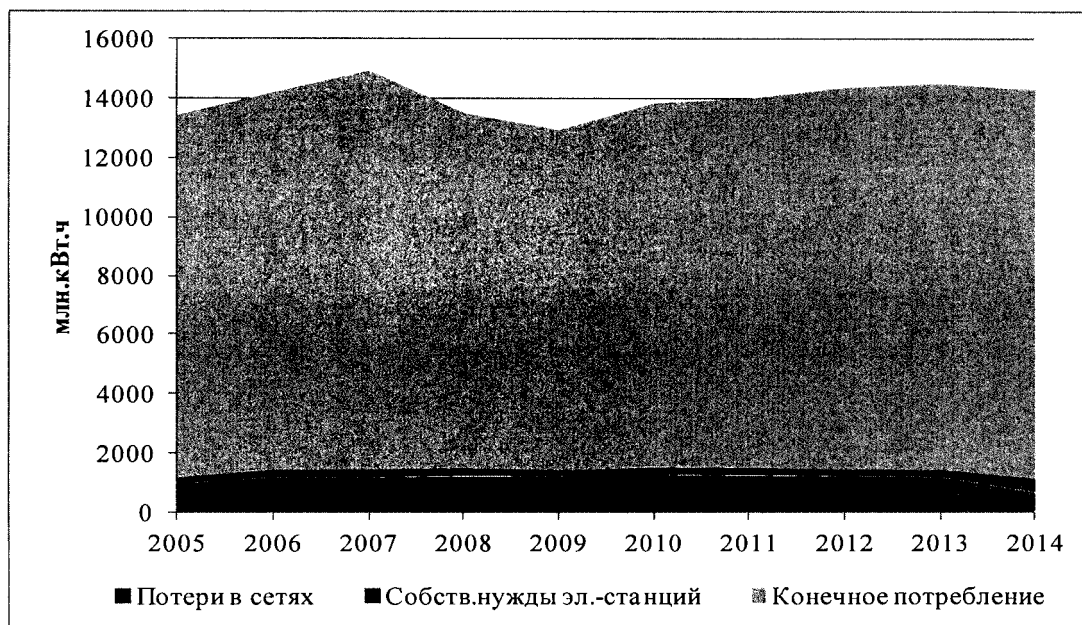


Рисунок 9 – Динамика укрупненной структуры потребления электроэнергии

С 2012 г. показатель потерь стал снижаться и составил 8,6%, в 2013 г. – 8,3%, а в 2014 г. скачком упал до 4,3%, с учетом данных, предоставленных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» - «Вологдаэнерго». Последние свидетельствуют о постепенном и весьма «мягком» снижении их абсолютного объема в сетях МРСК (Таблица 7). Указанное резкое изменение может быть связано или с изменением методики учета потерь при формировании электробаланса Росстатом, или в результате недоучета им в 2014 г. потерь в сетях ФСК.

Таблица 7 – Динамика изменения потерь за период 2004÷2014 гг. в зоне ответственности филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» - «Вологдаэнерго»

Показатель	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Поступление электроэнергии, млн. кВт.ч	9045	9208	9793	10173	9844	8406	9193	9044	9167	8618	7891
Полезный отпуск, млн. кВт.ч	8496	8683	9301	9726	9404	7956	8748	8619	8725	8205	7484
<b>Фактические потери, млн. кВт.ч</b>	<b>549</b>	<b>525</b>	<b>492</b>	<b>446</b>	<b>440</b>	<b>450</b>	<b>445</b>	<b>424</b>	<b>442</b>	<b>414</b>	<b>408</b>
Фактические потери, %	6,1	5,7	5,0	4,4	4,5	5,4	4,8	4,7	4,8	4,8	5,2
Изменение фактических потерь по годам, млн. кВт.ч	-9,2	-23,6	-33,3	-45,7	-6,2	10,0	-5,5	-20,5	17,8	-28,3	-6,2

По данным электробаланса Росстата потребление электроэнергии на собственные нужды электростанций Вологодской области в последнее десятилетие находилось в пределах 210-270 млн. кВт.ч, или 3,2-3,5% от выработанной электроэнергии. Исключением явился 2014 г., когда эта доля резко увеличилась до 5,3% и составила 484 млн. кВт.ч.

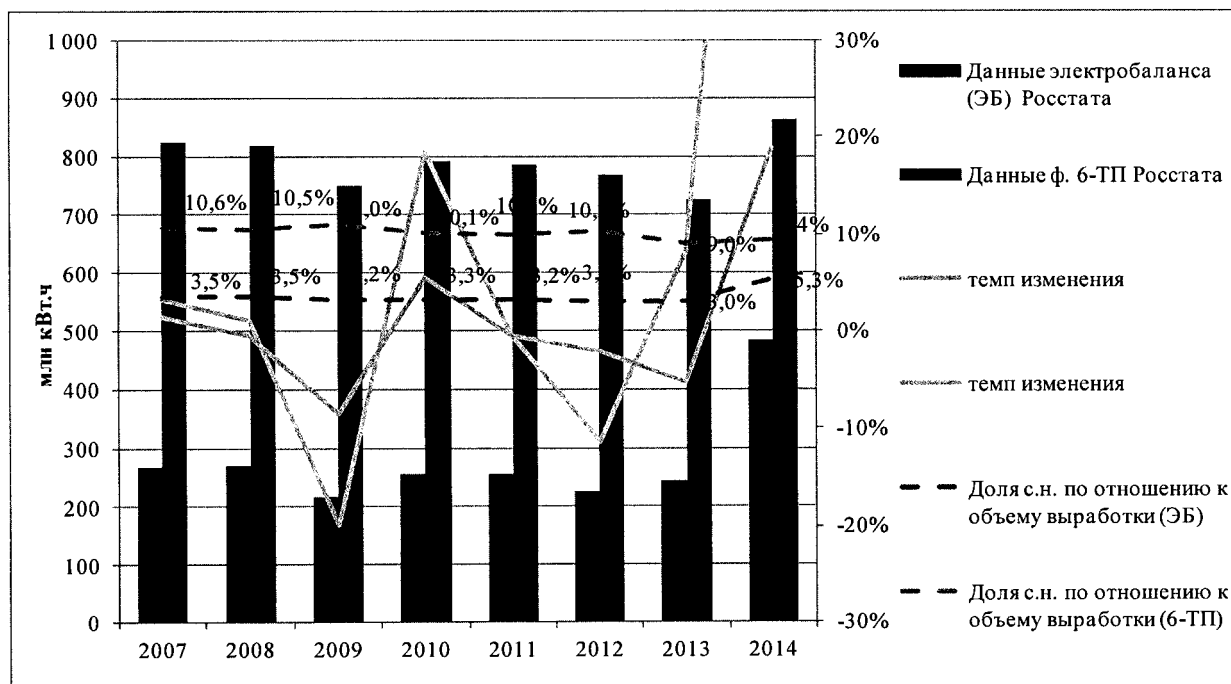


Рисунок 10 – Динамика собственных нужд электростанций Вологодской области и их отношение к объему выработки

Анализ показывает, что указанные отличия связаны в основном с неучетом Росстатом в электробалансе расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, принадлежащих промышленным предприятиям области. Одновременно с этим высокие удельные расходы электроэнергии на отпуск тепла электростанциями позволяют предполагать, что в собственных нуждах ТЭЦ по форме 6-ТП в отдельные годы частично учитывается полезное потребление электроэнергии промышленными предприятиями, находящимися с электростанциями в единой технологической цепочке. Для разделения этого электропотребления и корректировки динамических рядов электробаланса области требуется проведение специальных исследований.

Существуют и другие некорректности в электробалансе Вологодской области за отдельные годы рассматриваемого периода, что затрудняет анализ динамики электропотребления.

Подробная структура потребления электроэнергии по сегментам экономики/ВЭД приведена ниже (Таблица 8 и Рисунок 11).

Таблица 8 – Динамика потребления электроэнергии в Вологодской области в 2010-2014 гг., млн. кВт.ч

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Полное потребление,</b>	<b>13 885</b>	<b>14037</b>	<b>14406</b>	<b>14546</b>	<b>14332</b>
в том числе					
Потери в сетях	1270	1249	1223	1190	650
Собственные нужды электростанций	256	255	226	244	484
<b><i>Конечное потребление</i></b>	<b><i>12358</i></b>	<b><i>12533</i></b>	<b><i>12957</i></b>	<b><i>13112</i></b>	<b><i>13198</i></b>
Добыча полезных ископаемых	10,6	10	4	4	6
Сектор Е ОКВЭД (без собственных нужд электростанций)	442	427	340	249	161
Обрабатывающие производства	8397	8470	8578	8460	8667
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство (производственные нужды)	216	203	203	173	117*
Строительство	66	87	81	66	78
Транспорт и связь	1418	1397	1154	1455	1487
Прочие виды деятельности, включая сферу услуг	827	862	1596	1618	1532
Бытовой сектор	982	1077	1001	1087	1151

\* - здесь и на рисунке ниже потребление электроэнергии в 2014 г. приведено в части производственных нужд только сельского хозяйства (в связи с отсутствием в электробалансе за этот год полных структурированных данных по данному ВЭД).

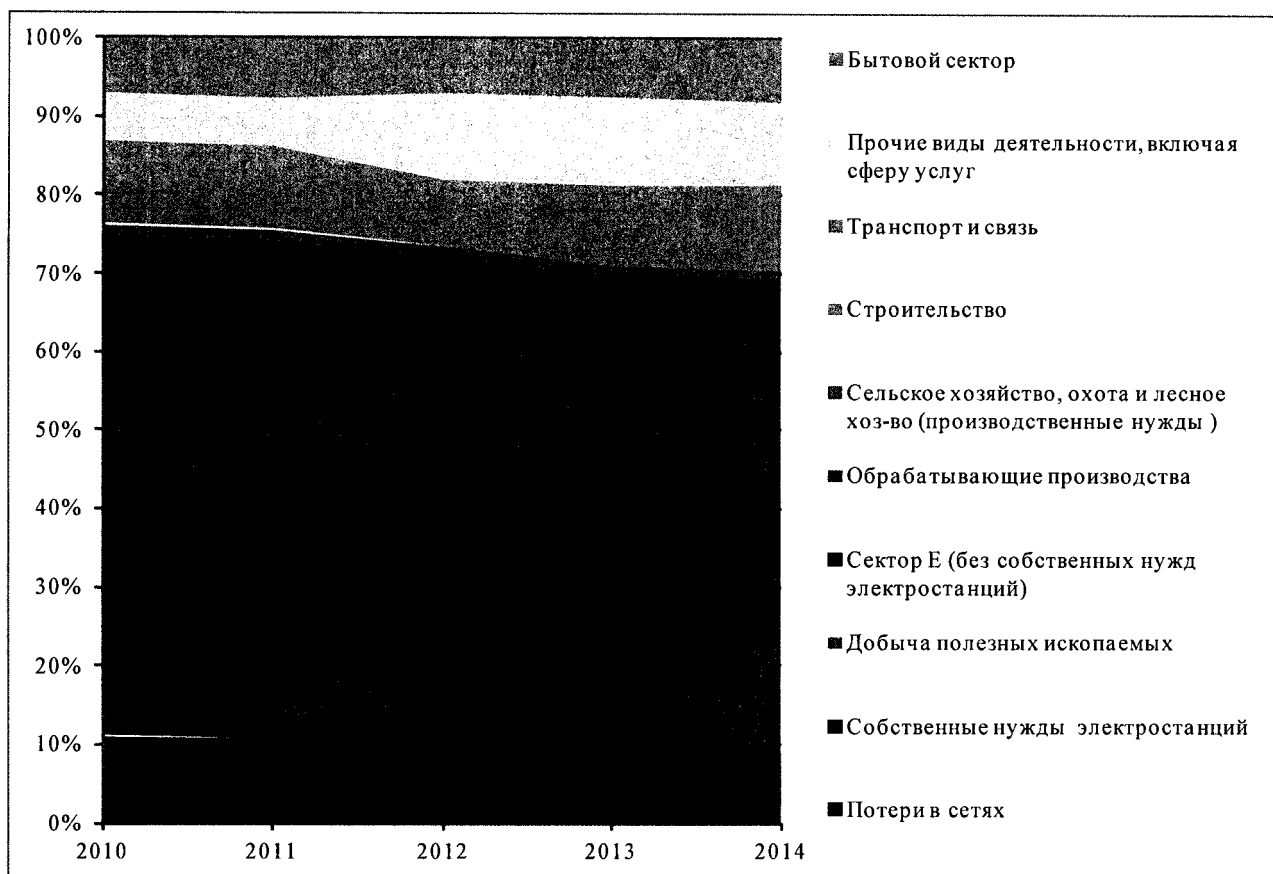


Рисунок 11 – Динамика структуры потребления электроэнергии в Вологодской области в 2010-2014 гг.

Из приведенного видно, что в отраслевой структуре, как и в целом по стране, преобладает промышленное электропотребление, что объясняется специализацией экономики региона на производстве энергоемкой продукции, о чем уже упоминалось выше в общеэкономическом описании Вологодской области.

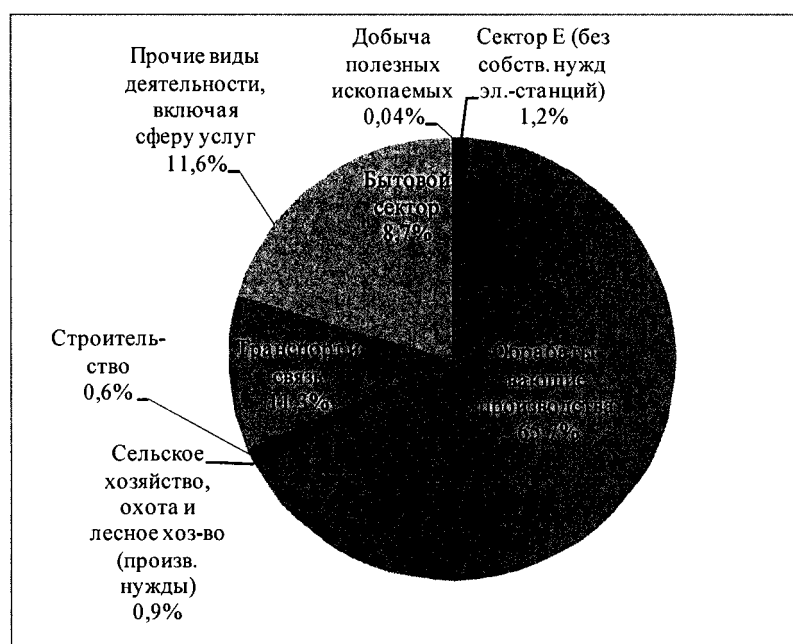
Анализ изменения структуры электропотребления свидетельствует о том, что на протяжении последних пяти лет резко увеличилась доля непромышленной сферы (с 13% почти до 19%) в составе бытового сектора и «Прочих видов деятельности, включая сферу услуг». Начиная с 2012 г. произошло практически удвоение потребления в сектором «Прочие виды деятельности...», в которых подавляющую долю занимают ВЭД сферы услуг.

Доля промышленного производства (без собственных нужд электростанций) за рассматриваемый период снизилась с 63,7 % до 61,3%.

В 2014 г. на сектор D ОКВЭД (обрабатывающие производства), сектор E ОКВЭД («Производство и распределение электроэнергии, газа и воды», исключая



сегмент «Собственные нужды электростанций») и добывающие производства приходится в совокупности почти 67% конечного потребления, в том числе на обрабатывающие производства – 65,7% (Рисунок 12). Область входит в первую десятку регионов России по показателю доли тяжелой промышленности в расходе электроэнергии (более 60%). Следующий по доле в потреблении (с указанными выше оговорками) – сегмент «Прочие виды деятельности, включая сферу услуг» (11,6%) (из них сфера услуг – примерно 11%). Немногим уступает «Прочим видам...» ВЭД «Транспорт и связь» - 11,3%. Далее по доле следует бытовой сектор – 8,7%.



Источник данных: Росстат

Рисунок 12 – Структура конечного потребления электроэнергии в 2014 г. в Вологодской области

Основное место в секторе транспорта и связи занимает расход электроэнергии на работу железных дорог – 0,85 млрд. кВт.ч, или почти 57% от суммарного объема потребления по данному виду экономической деятельности. Связью израсходовано в 2014 г. всего 57 млн кВт.ч.

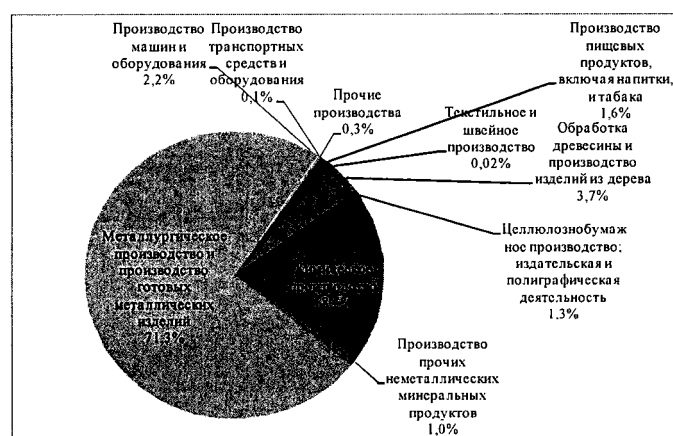
В расходе электроэнергии на производственные нужды «Сельского хозяйства, охоты и лесного хозяйства» примерно половина объема приходится на лесное хозяйство.

В 2014 г. общее потребление обрабатывающими производствами в Вологодской области составило почти 8,7 млрд кВт.ч. Электропотребление существенно уступает докризисному максимуму в 9,47 млрд. кВт.ч (Таблица 9).

Таблица 9 – Динамика потребления электроэнергии обрабатывающими производствами

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Потребление электроэнергии обрабатывающими производствами, млн кВт.ч	9049	9470	9209	7937	8397	8470	8578	8460	8667
Прирост/снижение к предыдущему году	1,9%	4,6%	-2,8%	-13,8%	5,8%	0,9%	1,3%	-1,4%	2,4%
Темп изменения выпуска продукции обрабатывающими производствами	7,4%	5,0%	-4,9%	-9,4%	11,1%	5,2%	1,7%	2,3%	3,2%

Из таблицы следует, что электропотребление в последние четыре года весьма волатильно и колеблется около значения 8,5 млрд. кВт.ч. При этом оно с высокой эластичностью отреагировало на снижение объемов выпуска продукции в обрабатывающей промышленности в кризисные 2008-2009 гг., что связано, в основном, с высокой долей электроемких производств. Электропотребление также с высокой эластичностью отреагировало на выход обрабатывающих производств из кризиса в 2010 г. Учитывая высокую долю условно-постоянных затрат энергии, выпуск продукции в 2011 г. был достигнут при относительно низком приросте электропотребления. Далее рост выпуска продукции сопровождался существенным ростом потребления электроэнергии за исключением 2013 г. Росстат приводит данные, позволяющие сформировать структуру электропотребления обрабатывающей промышленности Вологодской области по крупным и средним предприятиям (Рисунок 13)

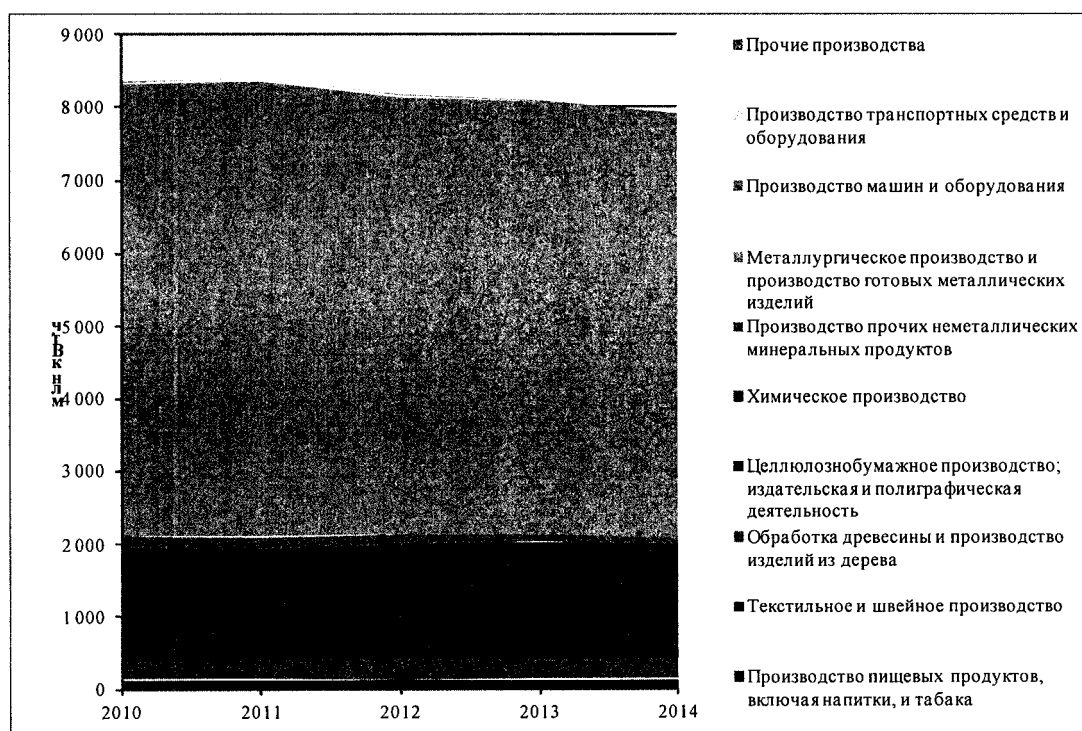


Источник данных: Росстат

Рисунок 13 – Структура электропотребления обрабатывающих производств по крупным и средним предприятиям, 2014 г.

В этой структуре подавляющую долю (почти 90%) занимают: «Металлургическое производство и производство готовых металлических изделий» (71,3%) и «Химическое производство» (18,5%), которые концентрируются в районе Череповца. Лесопереработка, рассредоточенная по области, в составе ВЭД «Обработка древесины и производство изделий из дерева» (3,7%) и «Целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность» (1,3%) занимает в совокупности 5%.

Ниже (Рисунок 14) приведена динамика указанной структуры в период 2010-2014 гг.



Источник данных: Росстат

Рисунок 14 – Динамика структуры потребления электроэнергии обрабатывающими производствами (по крупным и средним предприятиям) в 2010-2014 гг.

Из рисунка 14 следует, что за рассматриваемый период снизились доли традиционных отраслей специализации Вологодской области:

- металлургической (на 0,7 проц. пункта);
- целлюлозно-бумажной (0,3 п.п.);

- производство прочих неметаллических минеральных продуктов» (снижение доли на 0,9 проц. пункта);

- производство машин и оборудования» (0,3 проц. пункта).

Резко увеличилась:

- доля химии (на 1,5 проц. пункта, отрасль практически непрерывно растет все последнее десятилетие),

- подросли доли обработки древесины и пищевой промышленности (на 0,7 и 0,1 проц. пункта соответственно).

Динамика потребления электроэнергии транспортом и связью представлена ниже (Таблица 10). В целом можно видеть, что в последние годы наблюдалось постепенное увеличение потребления электроэнергии на нужды ВЭД «Транспорт и связь».

В структуре электропотребления на транспорте традиционно преобладает железнодорожный транспорт, обычно его доля колеблется по годам в диапазоне 60-70%. В период кризиса эта доля увеличивалась до 75-90% из-за резкого снижения потребление электроэнергии трубопроводным транспортом, прежде всего газопроводами. Статистический «выброс» 2012 г. с резким увеличением долей железнодорожного и трубопроводного транспорта можно отнести, скорее всего, на неточность общей цифры расхода электроэнергии транспортом в электробалансе Росстата за указанный год (в таблице 10 видно большое статистическое расхождение, формируемое в строке «Прочая транспортная деятельность»).

Таблица 10 – Динамика структуры электропотребления по виду экономической деятельности «Транспорт и связь»

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Транспорт и связь,</b>	<b>1558</b>	<b>1297</b>	<b>1018</b>	<b>1418</b>	<b>1397</b>	<b>1154</b>	<b>1455</b>	<b>1487</b>
в том числе:								
Железнодорожный транспорт	1027	984	885	905	940	985	932	854
Трубопроводный транспорт	456	236	57	431	371	473	395	317
Деятельность проч. сухопутного транспорта	40	38	34	31	38	37	31	28
Транспортная обработка грузов и хранение; проч. вспомогательная транспортная деятельность	нд	нд	нд	нд	нд	18	19	32

Прочая транспортная деятельность	7	9	9	13	4	- 406*	30	200
Связь	29	31	33	37	44	47	49	57

Источник данных: Росстат

Данные электробаланса по потреблению электроэнергии железнодорожным транспортом за последние два года существенно отличаются от данных энергосбытовой компании, поставляющей электроэнергию на нужды двух железных дорог, проходящих по территории области – Северной и Октябрьской (таблица 11).

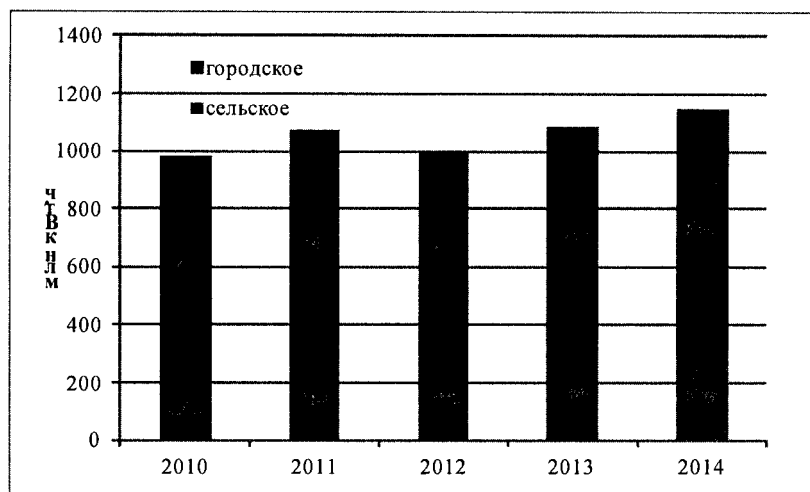
Таблица 11 – Динамика поставки электроэнергии железным дорогам в пределах Вологодской области по данным «Русэнергосбыт»

	2010	2011	2012	2013	2014
Трансэнерго - Октябрьская ЖД	203	218	231	236	258
Трансэнерго - Северная ЖД	675	698	746	775	788
<b>Итого</b>	<b>878</b>	<b>916</b>	<b>977</b>	<b>1010</b>	<b>1045</b>
В том числе по ВЭД «Деятельность железнодорожного транспорта» – код 60.1 ОКВЭД	872	911	971	1003	1038

Данные энергосбытовой компании в отличие от электробаланса свидетельствуют об общем направлении на повышение расхода электроэнергии железнодорожным транспортом.

Также отметим, что данные электробаланса по потреблению электроэнергии на работу нефтепроводов и газопроводов отличаются в отдельные годы (в большую сторону) от отчетных данных предприятий, осуществляющих эти виды деятельности на территории области (эти данные опираются на электропотребление насосно-перекачивающих станций, запитанных от электроподстанций, расположенных на территории области).

Потребление электроэнергии населением области за отчетный период 2010-2015 годов растет: по сравнению с 2010 г. оно увеличилось почти на 17%. Динамику потребления электроэнергии городским и сельским населением демонстрирует рисунок 15.

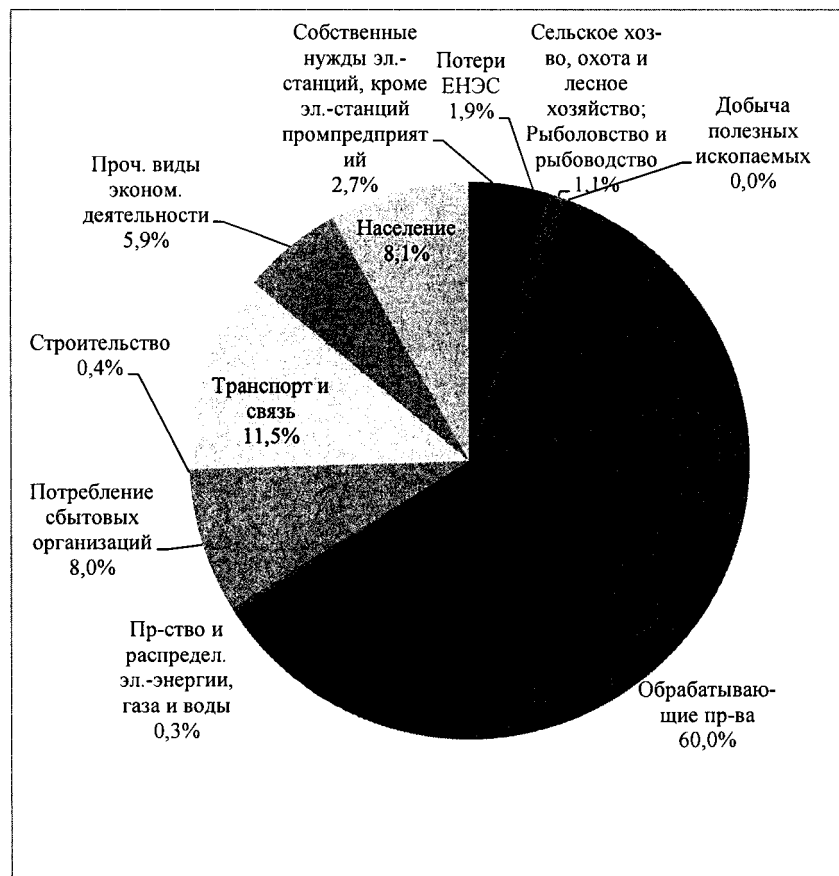


*По данным Росстата*

Рисунок 15 – Динамика структуры электропотребления в бытовом секторе Вологодской области

Рост электропотребления в бытовом секторе вызван углублением его электрификации прежде всего за счет насыщения домашних хозяйств различными бытовыми электроприборами (БЭП) как базисной, так и селективной группы. Также постепенно росло потребление электроэнергии на пищеприготовление за счет роста современного жилищного фонда и парка электроплит, увеличивалось потребление электроэнергии на отопление и горячее водоснабжение (в основном в сельской местности и сезонных жилищах), в последние 3–4 года начинает достигать ощутимых объемов расход электроэнергии для кондиционирования воздуха внутри жилых помещений.

Данные, предоставленные Вологодским РДУ, позволяют сформировать структуру потребления электроэнергии в централизованной зоне в 2015 г., хотя и отличную от стандартной формы электробаланса Росстата (Рисунок 16).



По данным Вологодского РДУ

Рисунок 16 – Структура потребления электроэнергии в Вологодской области в 2015 г. в централизованной зоне

В этой структуре аналогично структуре электробаланса Росстата преобладает потребление обрабатывающих производств (60%), а также транспорта и связи (11,5%).

## 1.5 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в регионе с указанием потребления электрической энергии и мощности

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности приведен ниже в таблицах 12 – 13.

Таблица 12 – Крупные действующие потребители электроэнергии Вологодской области

	Наименование предприятия	Электропотребление, млн кВт.ч				
		Факт				
		2010	2011	2012	2013	2014
1	ООО ВОЛОГОДСКАЯ БУМАЖНАЯ МАНУФАКТУРА (ранее Сокольский ЦБК)	33,805	28,473	16,576	11,166	5,487
2	ЗАО ЧЕРЕПОВЕЦКИЙ ФАНЕРНО-МЕБЕЛЬНЫЙ К/Т	51,051	52,566	52,905	52,619	52,559
3	ОАО БЕЛОЗЕРСКИЙ ЛЕСПРОМХОЗ	4,244	4,334	4,278	4,241	4,362
4	ОАО ВОМЗ	10,273	9,041	10,292	4,765	5,260
5	БЕЛОРУЧЕЙСКОЕ РУДОУПРАВЛЕНИЕ	6,000	8,003	8,878	8,848	8,850
6	ОАО СОКОЛЬСКИЙ ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩИЙ КОМБИНАТ	15,787	14,212	14,473	17,044	17,147
7	ОАО ВРЗ	8,201	7,620	7,252	6,563	7,286
8	ООО ШЕКСНИНСКИЕ КОРМА (ранее Шекснинский КХП)	9,426	9,465	5,222	3,504	2,915
9	ООО ВОХТОЖСКИЙ ДОК (ранее Монзенский ДОК)	24,588	33,578	40,862	36,887	39,653
10	ООО ШКДП	89,834	93,758	95,604	97,435	103,906
11	АО ФОСАГРО ЧЕРЕПОВЕЦ (ранее Аммофос, Череповецкий Азот, Агро-Череповец)	242,017	236,612	277,861	313,145	303,253
12	ООО "Чагодощенский стеклозавод и К"	35,222	64,247	67,481	55,932	46,162
13	ОАО "Транснефть-Север"	155,680	122,163	116,715	87,808	94,558
14	ООО ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА	227,978	180,668	231,136	214,513	200,879
15	ОАО "Северсталь-метиз"	188,977	193,259	190,609	177,910	163,261
16	ОАО "РЖД"	903,562	821,888	835,091	872,874	911,334
17	ПАО СЕВЕРСТАЛЬ	3240,67	3267,80	3290,55	3083,26	2480,14
18	ООО "Сухонский КБК" (ранее Сухонский ЦБК)	работал за счет собственной генерации				8,023
19	ОАО "Русджам-Покровский"	60,752	73,712	72,703	56,699	46,162

Таблица 13 – Крупные действующие потребители мощности Вологодской области

	Наименование предприятия	Средняя фактическая нагрузка, МВт				
		Факт				
		2010	2011	2012	2013	2014
1	ООО ВОЛОГОДСКАЯ БУМАЖНАЯ МАНУФАКТУРА (ранее Сокольский ЦБК)		5,140	0,270	1,904	1,051
2	ЗАО ЧЕРЕПОВЕЦКИЙ ФАНЕРНО-МЕБЕЛЬНЫЙ К/Т		7,070	7,000	7,115	6,941
3	ОАО БЕЛОЗЕРСКИЙ ЛЕСПРОМХОЗ		0,700	0,630	0,770	0,812
4	ОАО ВОМЗ		15,200	17,120	30,000	20,710
5	БЕЛОРУЧЕЙСКОЕ РУДОУПРАВЛЕНИЕ		1,010	1,100	1,041	1,014
6	ОАО СОКОЛЬСКИЙ ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩИЙ КОМБИНАТ		1,920	2,140	2,683	2,907
7	ОАО ВРЗ		1,580	1,900	1,530	1,598
8	ООО ШЕКСНИНСКИЕ КОРМА (ранее Шекснинский КХП)		2,280	0,970	0,860	0,851
9	ООО ВОХТОЖСКИЙ ДОК (ранее Монзенский ДОК)		5,170	6,040	5,616	4,587
10	ООО ШКДП		12,760	13,800	13,292	12,688
11	АО ФОСАГРО ЧЕРЕПОВЕЦ (ранее Аммофос, Череповецкий Азот, Агро-Череповец)		41,753	47,905	33,536	30,873
12	ООО "Чагодощенский стеклозавод и К"		7,680	8,380	4,384	7,856



		Средняя фактическая нагрузка, МВт			
13	ОАО "Транснефть-Север"	12,910	12,070	10,116	10,036
14	ООО ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА	20,590	39,018	33,644	40,975
15	ОАО "Северсталь-метиз"	23,420	29,100	20,131	21,683
16	ОАО "РЖД"	109,130	142,427	129,091	127,296
17	ПАО СЕВЕРСТАЛЬ	348,474	515,471	277,152	305,520
18	ООО "Сухонский КБК" (ранее Сухонский ЦБК)				4,628
19	ОАО "Русджам-Покровский"	5,180	5,370	0,303	0,096

### **1.6 Динамика изменения максимума нагрузки и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки за последние 5 лет**

К крупным энергоузлам Вологодской энергосистемы относятся центры питания 110 кВ. Полный список таких центров питания, а также данные об электропотреблении потребителей, подключенных к таким центрам питания, максимальной нагрузке и резерве мощности на них за последние 5 лет представлены в таблицах 14-16.

Таблица 14 – Электропотребление потребителей, подключенных к центрам питания 110 кВ Вологодской энергосистемы в 2011-2015 гг.

№ п/п	Перечень центров питания	Напряжение, кВ	Количество и мощность установленных трансформаторов на 01.01.2016, кВА	Максимально допустимая нагрузка, кВА	Электропотребление потребителей, подключенных к центрам питания, млн кВт·ч				
					2011	2012	2013	2014	2015
ПО «ВЭС»									
1	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	40+40	42 000,0	97,4	88,1	98,3	101,0	91,3
2	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	40+40	42 000,0	157,0	158,9	136,4	90,4	88,5
3	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	25+25	26 250,0	72,5	74,3	84,4	84,3	83,9
4	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	40,5+40	42 000,0	145,9	146,8	159,9	114,4	108,7
5	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	10+10	10 500,0	15,3	15,0	14,8	13,9	13,4
6	ПС 110 кВ Кипелово	110/10	16+16	16 800,0	17,6	15,8	15,8	15,6	15,6
7	ПС 110 кВ Ананьино	110/6	10	10 000,0	27,6	26,3	28,2	28,0	28,2
8	ПС 110 кВ Новленское	110/10	10+10	10 500,0	8,2	7,6	7,5	7,9	7,8
9	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	6,3	6 300,0	1,6	1,6	1,3	1,3	1,4
10	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	25+25	26 250,0	105,0	101,0	88,7	106,0	43,1
11	ПС 110 кВ Вохтога	110/10	10+10	10 500,0	38,9	48,6	56,9	54,8	50,7
12	ПС 110 кВ Плоское	110/35/10	2,5+2,5	2 625,0	2,4	2,8	3,0	3,2	3,0
13	ПС 110 кВ Жернаково	110/35/10	6,3	6 300,0	4,3	4,5	3,8	3,8	3,5
14	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6-10	10+10	10 500,0	8,0	13,1	7,0	15,3	16,2
15	ПС 110 кВ Биряково	110/10	2,5+2,5	2 625,0	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5
16	ПС 110 кВ Кадников	110/10	10+10	10 500,0	23,6	21,8	22,5	21,6	19,8
17	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	6,3	6 300,0	2,4	2,5	2,5	2,1	2,1
18	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	2,5	2 500,0	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9
19	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	10+10	10 500,0	18,5	18,0	18,8	19,1	19,2
20	ПС 110 кВ Харовск (Районная)	110/35/10	25+25	26 250,0	35,2	35,2	37,2	30,2	30,8
21	ПС 110 кВ Семигородняя	110/10	2,5	2 500,0	3,0	2,8	2,7	2,2	2,1
22	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	2,5+2,5	2 625,0	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6
23	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	2,5	2 500,0	1,6	1,6	1,4	1,6	1,8
24	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	10+10	10 500,0	14,5	15,0	16,5	17,4	17,5
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	2,5+6,3	6 300,0	8,3	8,0	8,1	7,6	7,5

№ п/п	Перечень центров питания	Напряжение, кВ	Количество и мощность установленных трансформаторов на 01.01.2016, кВА	Максимально допустимая нагрузка, кВА	Электропотребление потребителей, подключенных к центрам питания, млн кВт·ч				
					2011	2012	2013	2014	2015
ПО «ЧЭС»									
26	ПС 110 кВ Искра новая	110/10	40+40	42 000,0	10,5	10,4	127,3	118,4	138,3
27	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	2,5+2,5	2 625,0	6,0	5,7	5,6	6,0	6,5
28	ПС 110 кВ Загородная	110/10	10+10	10 500,0	22,3	23,5	23,7	21,4	20,3
29	ПС 110 кВ Боршодская	110/10	16+16	16 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	40+40	42 000,0	125,7	120,8	118,3	87,5	82,5
31	ПС 110 кВ Енюково	110/6-10	6,3+6,3	6 615,0	8,5	8,5	8,7	8,4	9,3
32	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	25+25	26 250,0	16,7	16,9	19,3	18,0	17,5
33	ПС 110 кВ Климовская	110/35/10	16+10	10 500,0	17,3	17,1	18,0	7,4	7,1
34	ПС 110 кВ Петриневе	110/35/10	10+10	10 500,0	5,2	5,1	4,6	4,5	4,8
35	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	10+6,3	6 615,0	7,9	8,0	7,6	6,9	5,7
36	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	10+10	10 500,0	18,9	19,6	21,1	19,7	21,2
37	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	10+10	10 500,0	2,4	2,9	2,9	2,9	3,1
38	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	10+10	10 500,0	42,2	42,3	44,4	44,8	44,8
39	ПС 110 кВ Желябово	110/10	2,5+2,5	2 625,0	4,1	5,0	4,9	5,2	5,4
40	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	16+16	16 800,0	83,4	85,3	88,9	65,7	64,2
41	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	2,5+6,3	2 625,0	11,4	11,0	11,1	11,5	11,7
42	ПС 110 кВ Покровское	110/10	2,5	2 500,0	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
43	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	10+1,6	10 000,0	1,3	1,5	1,6	1,4	1,4
44	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	10+10	10 500,0	60,8	58,8	50,4	1,0	0,7
45	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6-10	40+40	42 000,0	207,9	214,4	348,1	231,3	137,9
46	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	10+10	10 500,0	25,8	30,4	35,6	36,8	37,3
47	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	10+10	10 500,0	15,0	14,3	16,5	28,1	24,5
48	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	17,6	18,7	23,1	15,8	16,1
49	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	16+16	16 800,0	42,2	43,2	54,2	47,1	46,0
50	ПС 110 кВ Заполье	110/10	2,5	2 500,0	2,1	2,0	1,8	2,2	2,3

№ п/п	Перечень центров питания	Напряжение, кВ	Количество и мощ- ность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Электропотребление потребителей, подключенных к центрам питания, млн кВт·ч				
					2011	2012	2013	2014	2015
ПО «ТЭС»									
51	ПС 110 кВ Верхне-Спасский Погост	110/10	2,5	2 500,0	2,0	2,0	2,2	2,0	2,2
52	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	2,5+2,5	2 625,0	2,9	2,6	2,9	3,0	3,1
53	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	10+10	6 615,0	17,6	17,4	18,9	19,3	19,9
54	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	10+10	10 500,0	15,1	15,5	16,8	16,2	16,0
55	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	10+10	10 500,0	23,9	23,0	23,1	22,9	23,2
56	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	16+16	16 800,0	64,7	66,5	66,4	60,9	74,8
57	ПС 110 кВ Царева	110/35/10	6,3	6 300,0	3,2	2,3	2,3	2,4	2,2
58	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	13,9	14,0	14,9	14,1	14,3
59	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	2,5+2,5	2 625,0	4,5	4,6	4,7	4,6	4,7
60	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	2,5	2 500,0	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6
61	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	10+10	10 500,0	16,4	16,6	17,6	19,0	18,8
62	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	10+10	10 500,0	4,2	4,3	4,7	5,8	6,8
ПО «ВУЭС»									
63	ПС 110 кВ Борки	110/35/10	10+10	10 500,0	16,6	17,6	18,7	18,9	19,6
64	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/10	16+16	16 800,0	50,0	46,9	48,8	49,3	47,2
65	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	10+10	10 500,0	1,9	2,3	2,3	2,9	2,9
66	ПС 110 кВ Усть-Алексеево	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	3,0	3,2	3,5	4,6	4,7
67	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	2,5+2,5	2 625,0	2,1	2,3	2,5	2,4	2,1
68	ПС 110 кВ Приводино	110/35/10	16+16	16 800,0	69,1	68,4	64,0	59,2	71,2
69	ПС 110 кВ Сусоловка	110/10	2,5	2 500,0	0,7	0,7	0,7	0,8	1,2
70	ПС 110 кВ Кичменгский Горо- док	110/35/10	10+10	10 500,0	2,4	2,3	21,8	24,2	25,6
71	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	16+16	16 800,0	48,9	52,9	43,2	33,1	39,9
72	ПС 110 кВ Вострое	110/10	2,5+2,5	2 625,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1
73	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	10+10	10 500,0	18,5	18,8	19,7	20,3	20,4
74	ПС 110 кВ Калинино	110/10	6,3+2,5	6 615,0	18,0	18,3	2,5	2,7	2,5

№ п/п	Перечень центров питания	Напряжение, кВ	Количество и мощность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Электропотребление потребителей, подключенных к центрам питания, млн кВт·ч				
					2011	2012	2013	2014	2015
75	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	2,5+2,5	2 625,0	2,5	2,5	2,4	2,1	2,2
ПО «КЭС»									
76	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	10+10	10 500,0	30,0	29,5	30,7	31,7	31,2
77	ПС 110 кВ Никольский Торжок	110/10	6,3+6,3	6 615,0	3,8	3,7	4,2	4,5	4,8
78	ПС 110 кВ Ферапонтово	110/10	2,5+6,3	2 625,0	2,8	2,5	2,5	2,7	2,8
79	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	6,3	6 300,0	0,9	0,8	0,9	0,7	0,7
80	ПС 110 кВ Белозерск	110/35/10	10+10	10 500,0	28,9	29,3	31,4	31,3	31,4
81	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	2,5	2 500,0	1,1	1,0	1,0	0,8	0,8
82	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
83	ПС 110 кВ Вашки	110/35/10	10+10	10 500,0	11,8	12,0	12,8	13,5	13,4
84	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	16+16	16 800,0	2,1	2,1	2,5	2,8	3,4
85	ПС 110 кВ Андома	110/10	2,5+2,5	2 625,0	5,8	5,7	4,9	5,5	5,0
86	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	16+16	16 800,0	29,0	32,1	28,8	27,5	26,6
87	ПС 110 кВ Мегра	110/10	2,5	2 500,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
88	ПС 110 кВ Устье	110/10	2,5	2 500,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3

Таблица 15 – Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания 110 кВ Вологодской энергосистемы в 2011-2015 гг.

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощ- ность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
ПО «ВЭС»									
1	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	40+40	42 000,0	20 708,5	23 970,4	23 438,2	20 294,7	20 246,3
2	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	40+40	42 000,0	28 205,0	29 147,5	28 624,2	28 716,7	24 230,0
3	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	25+25	26 250,0	21 941,2	22 038,2	18 575,2	17 677,2	20 632,3
4	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	40,5+40	42 000,0	37 161,1	43 029,7	36 810,4	34 736,7	42 321,7
5	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	10+10	10 500,0	14 169,7	14 596,0	14 758,0	14 481,2	10 338,3
6	ПС 110 кВ Кипелово	110/10	16+16	16 800,0	2 888,1	3 359,8	2 837,3	2 612,2	3 101,8
7	ПС 110 кВ Ананьино	110/6	10	10 000,0	4 652,9	4 472,3	4 759,7	4 677,8	3 989,0
8	ПС 110 кВ Новленское	110/10	10+10	10 500,0	1 832,5	2 336,3	1 870,8	1 678,5	2 173,1
9	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	6,3	6 300,0	960,3	1 164,1	946,1	946,1	1 108,8
10	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	25+25	26 250,0	13 755,0	14 151,9	13 773,6	13 622,3	14 136,3
11	ПС 110 кВ Вохтога	110/10	10+10	10 500,0	12 458,2	12 917,5	12 227,7	11 904,6	12 349,2
12	ПС 110 кВ Плоское	110/35/10	2,5+2,5	2 625,0	616,8	1 199,7	1 286,1	1 268,3	668,2
13	ПС 110 кВ Жернаково	110/35/10	6,3	6 300,0	1 262,9	1 521,0	1 068,0	946,1	1 030,7
14	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6-10	10+10	10 500,0	2 764,3	3 366,9	3 358,9	3 227,1	3 435,9
15	ПС 110 кВ Биряково	110/10	2,5+2,5	2 625,0	696,0	833,0	694,2	802,8	686,4
16	ПС 110 кВ Кадников	110/10	10+10	10 500,0	5 807,3	5 781,4	5 372,0	5 231,4	4 871,8
17	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	6,3	6 300,0	646,1	654,2	492,2	485,9	571,9
18	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	2,5	2 500,0	719,1	888,2		631,0	619,4
19	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	10+10	10 500,0	4 459,8	5 025,8	4 677,8	4 320,1	4 705,6
20	ПС 110 кВ Харовск (Районная)	110/35/10	25+25	26 250,0	8 145,3	9 899,5	8 853,7	9 488,3	8 561,5
21	ПС 110 кВ Семигородняя	110/10	2,5	2 500,0	570,5	651,5	480,6	433,4	469,9
22	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	2,5+2,5	2 625,0	211,8	269,7	191,4	226,1	280,6
23	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	2,5	2 500,0	386,3	388,9	343,5	330,2	375,2
24	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	10+10	10 500,0	3 684,6	5 030,3	3 956,1	3 800,3	4 715,7

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощ- ность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	2,5+6,3	6 300,0	1 931,3	2 591,7	2 411,9	1 856,5	2 058,0
ПО «ЧЭС»									
26	ПС 110 кВ Искра новая	110/10	40+40	42 000,0	0,0	20 309,8	19 216,0	18 642,8	28 361,5
27	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 006,6	1 198,8	1 322,5	1 403,5	1 488,7
28	ПС 110 кВ Загородная	110/10	10+10	10 500,0	5 375,6	5 236,8	5 073,9	5 028,5	4 182,2
29	ПС 110 кВ Боршодская	110/10	16+16	16 800,0					0,0
30	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	40+40	42 000,0	26 457,0	24 892,4	22 709,2	20 836,7	17 453,6
31	ПС 110 кВ Енюково	110/6-10	6,3+6,3	6 615,0	1 711,5	2 132,4	1 828,1	2 244,6	2 116,0
32	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	25+25	26 250,0	7 780,4	10 798,4	9 117,2	10 370,3	10 661,9
33	ПС 110 кВ Климовская	110/35/10	16+10	10 500,0	4 619,1	4 741,0	3 122,1	3 111,4	3 345,9
34	ПС 110 кВ Петриневе	110/35/10	10+10	10 500,0	1 428,5	1 921,5	1 102,7	1 986,5	1 682,6
35	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	10+6,3	6 615,0	4 799,8	5 540,3	4 715,2	5 072,1	3 368,6
36	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	10+10	10 500,0	7 656,7	7 822,2	7 433,3	7 430,6	6 717,5
37	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	10+10	10 500,0	6 723,1	6 899,3	6 614,5	6 272,7	4 636,8
38	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	10+10	10 500,0	12 965,5	13 722,0	11 766,7	11 356,4	11 080,2
39	ПС 110 кВ Желябово	110/10	2,5+2,5	2 625,0	2 052,3	2 217,0	1 983,8	2 198,3	1 587,4
40	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	16+16	16 800,0	14 227,5	15 038,3	10 685,3	13 108,8	10 883,7
41	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	2,5+6,3	2 625,0	1 875,2	1 930,4	2 158,3	2 156,5	1 798,4
42	ПС 110 кВ Покровское	110/10	2,5	2 500,0	168,2	177,1	170,9	162,9	181,9
43	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	10+1,6	10 000,0	617,7	619,4	497,5	513,5	636,2
44	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	10+10	10 500,0	5 795,7	5 761,9	635,5	202,0	149,6
45	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6-10	40+40	42 000,0	33 076,9	34 238,3	33 780,0	32 198,4	31 000,9
46	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	10+10	10 500,0	7 114,7	7 607,7	6 915,3	7 224,1	7 167,2
47	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	10+10	10 500,0	3 813,7	5 666,6	5 132,6	4 323,6	3 691,7
48	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	5 240,3	5 612,3	5 351,6	4 889,7	4 528,3
49	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	16+16	16 800,0	13 083,9	14 813,2	12 548,1	12 051,5	11 681,0
50	ПС 110 кВ Заполье	110/10	2,5	2 500,0	445,9	557,1	456,6	399,6	522,3



№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощ- ность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
ПО «ТЭС»									
51	ПС 110 кВ Верхне-Спасский Погост	110/10	2,5	2 500,0	605,2	616,8	596,3	842,8	587,7
52	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	2,5+2,5	2 625,0	780,5	846,4	840,2	1 073,3	933,8
53	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	10+10	6 615,0	6 124,1	6 499,7	5 922,1	6 023,5	6 383,9
54	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	10+10	10 500,0	3 556,4	3 110,6	3 525,3	3 610,7	3 380,1
55	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	10+10	10 500,0	5 367,6	6 019,1	5 178,0	4 790,9	5 709,4
56	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	16+16	16 800,0	10 642,6	10 479,8	9 663,6	10 395,2	11 726,2
57	ПС 110 кВ Царева	110/35/10	6,3	6 300,0	526,0	632,8	517,1	550,0	362,3
58	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	5 088,1	4 810,5	4 540,8	4 594,2	4 387,9
59	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 246,9	1 479,2	1 846,8	2 016,7	1 455,6
60	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	2,5	2 500,0	856,2	720,0	609,7	740,5	670,9
61	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	10+10	10 500,0	5 619,5	5 767,2	5 962,1	5 748,5	5 172,5
62	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	10+10	10 500,0	1 689,2	1 897,5	1 935,8	2 150,2	2 165,5
ПО «ВУЭС»									
63	ПС 110 кВ Борки	110/35/10	10+10	10 500,0	3 475,5	3 772,7	3 347,3	3 883,1	3 664,0
64	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/10	16+16	16 800,0	14 146,6	14 967,1	13 722,9	12 768,8	12 431,7
65	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	10+10	10 500,0	7 993,1	7 857,8	7 834,7	8 184,4	6 478,6
66	ПС 110 кВ Усть-Алексеево	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	1 175,7	1 246,0	1 361,7	1 381,3	1 383,7
67	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	2,5+2,5	2 625,0	557,1	983,5	554,5	816,1	679,5
68	ПС 110 кВ Приводино	110/35/10	16+16	16 800,0	11 433,8	11 024,4	10 364,9	10 480,6	12 482,8
69	ПС 110 кВ Сусоловка	110/10	2,5	2 500,0	399,6	449,5	348,0	324,9	564,2
70	ПС 110 кВ Кичменгский Горо- док	110/35/10	10+10	10 500,0	7 954,8	8 678,4	8 225,4	8 400,7	8 249,4
71	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	16+16	16 800,0	12 541,0	12 700,3	10 654,2	10 754,8	9 648,4
72	ПС 110 кВ Вострое	110/10	2,5+2,5	2 625,0	278,6	391,6	297,3	282,1	282,2
73	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	10+10	10 500,0	7 743,9	8 010,0	7 477,8	7 453,8	7 437,8
74	ПС 110 кВ Калинино	110/10	6,3+2,5	6 615,0	750,3	785,9	815,2	898,9	780,5

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
75	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	2,5+2,5	2 625,0	728,9	813,5	868,6	783,2	738,7
ПО «КЭС»									
76	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	10+10	10 500,0	8 495,9	9 264,9	9 354,8	8 297,5	7 222,5
77	ПС 110 кВ Никольский Торжок	110/10	6,3+6,3	6 615,0	948,7	1 354,6	1 390,2	1 474,7	1 153,1
78	ПС 110 кВ Ферапонтово	110/10	2,5+6,3	2 625,0	562,5	864,2	585,6	576,7	702,1
79	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	6,3	6 300,0	457,5	562,5	315,1	359,6	384,7
80	ПС 110 кВ Белозерск	110/35/10	10+10	10 500,0	6 477,4	7 011,4	6 386,6	6 236,2	6 353,2
81	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	2,5	2 500,0	212,7	278,6	210,0	178,0	164,0
82	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	3 868,8	3 694,4	3 544,0	3 706,0	2 849,5
83	ПС 110 кВ Вашки	110/35/10	10+10	10 500,0	2 856,0	3 509,3	3 767,4	3 858,2	3 408,8
84	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	16+16	16 800,0	4 186,6	7 219,7	7 974,4	5 014,3	2 167,4
85	ПС 110 кВ Андома	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 082,2	1 923,3	1 642,9	1 517,5	1 647,0
86	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	16+16	16 800,0	10 845,5	11 005,7	10 782,4	9 504,3	8 104,6
87	ПС 110 кВ Мегра	110/10	2,5	2 500,0	391,6	613,2	444,1	377,4	428,0
88	ПС 110 кВ Устье	110/10	2,5	2 500,0	0,0	138,0	298,2	208,3	352,7

Таблица 16 – Резерв мощности по центрам питания 110 кВ Вологодской энергосистемы в 2011-2015 гг.

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощ- ность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Резерв мощности по центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
ПО «ВЭС»									
1	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	40+40	42 000,0	16 671,5	13 409,6	13 941,9	17 085,3	21754,0
2	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	40+40	42 000,0	9 175,0	8 232,5	8 755,8	8 663,3	17770,0
3	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	25+25	26 250,0	1 421,3	1 324,3	4 787,3	5 685,3	5618,0
4	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	40,5+40	42 000,0	218,9	-5 649,7	569,6	2 643,3	-322,0
5	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	10+10	10 500,0	-4 824,7	-5 251,0	-5 413,0	-5 136,2	162,0
6	ПС 110 кВ Кипелово	110/10	16+16	16 800,0	12 064,0	11 592,3	12 114,7	12 339,9	13698,0
7	ПС 110 кВ Ананьино	110/6	10	10 000,0	4 247,1	4 427,8	4 140,3	4 222,2	6011,0
8	ПС 110 кВ Новленское	110/10	10+10	10 500,0	7 512,5	7 008,8	7 474,2	7 666,5	8327,0
9	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	6,3	6 300,0	4 646,7	4 442,9	4 660,9	4 660,9	5191,0
10	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	25+25	26 250,0	9 607,6	9 210,6	9 588,9	9 740,2	12114,0
11	ПС 110 кВ Вохтога	110/10	10+10	10 500,0	-3 113,2	-3 572,5	-2 882,7	-2 559,6	-1894,0
12	ПС 110 кВ Плоское	110/35/10	2,5+2,5	2 625,0	1 719,5	1 136,5	1 050,2	1 068,0	1957,0
13	ПС 110 кВ Жернаково	110/35/10	6,3	6 300,0	4 344,1	4 086,0	4 539,0	4 660,9	5269,0
14	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6-10	10+10	10 500,0	6 580,7	5 978,1	5 986,1	6 117,9	7064,0
15	ПС 110 кВ Биряково	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 640,3	1 503,2	1 642,1	1 533,5	1939,0
16	ПС 110 кВ Кадников	110/10	10+10	10 500,0	3 537,8	3 563,6	3 973,0	4 113,6	5628,0
17	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	6,3	6 300,0	4 960,9	4 952,9	5 114,8	5 121,1	5728,0
18	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	2,5	2 500,0	1 505,9	1 336,8		1 594,0	1881,0
19	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	10+10	10 500,0	4 885,2	4 319,2	4 667,2	5 024,9	5794,0
20	ПС 110 кВ Харовск (Районная)	110/35/10	25+25	26 250,0	15 217,2	13 463,0	14 508,8	13 874,2	17688,0
21	ПС 110 кВ Семигородняя	110/10	2,5	2 500,0	1 654,5	1 573,5	1 744,4	1 791,6	2030,0
22	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	2,5+2,5	2 625,0	2 124,4	2 066,6	2 144,9	2 110,2	2344,0
23	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	2,5	2 500,0	1 838,7	1 836,1	1 881,5	1 894,8	2125,0
24	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	10+10	10 500,0	5 660,4	4 314,7	5 389,0	5 544,7	5784,0

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Резерв мощности по центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	2,5+6,3	6 300,0	3 675,7	3 015,3	3 195,1	3 750,5	4242,0
ПО «ЧЭС»									
26	ПС 110 кВ Искра новая	110/10	40+40	42 000,0	37 380,0	17 070,2	18 164,0	18 737,2	13639,0
27	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 329,7	1 137,4	1 013,7	932,7	1136,0
28	ПС 110 кВ Загородная	110/10	10+10	10 500,0	3 969,4	4 108,2	4 271,1	4 316,5	6318,0
29	ПС 110 кВ Боршодская	110/10	16+16	16 800,0					
30	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	40+40	42 000,0	10 923,0	12 487,6	14 670,8	16 543,3	24546,0
31	ПС 110 кВ Енюково	110/6-10	6,3+6,3	6 615,0	4 175,9	3 754,9	4 059,3	3 642,8	4499,0
32	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	25+25	26 250,0	15 582,1	12 564,1	14 245,3	12 992,2	15588,0
33	ПС 110 кВ Климовская	110/35/10	16+10	10 500,0	4 725,9	4 604,0	6 222,9	6 233,6	7154,0
34	ПС 110 кВ Петринино	110/35/10	10+10	10 500,0	7 916,6	7 423,5	8 242,3	7 358,5	8817,0
35	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	10+6,3	6 615,0	1 087,6	347,1	1 172,1	815,2	3246,0
36	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	10+10	10 500,0	1 688,3	1 522,8	1 911,7	1 914,4	3783,0
37	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	10+10	10 500,0	2 621,9	2 445,7	2 730,5	3 072,3	5863,0
38	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	10+10	10 500,0	-3 620,5	-4 377,0	-2 421,7	-2 011,4	-580,0
39	ПС 110 кВ Желябово	110/10	2,5+2,5	2 625,0	283,9	119,3	352,4	138,0	1038,0
40	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	16+16	16 800,0	724,5	-86,3	4 266,7	1 843,2	5916,0
41	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	2,5+6,3	2 625,0	461,0	405,8	178,0	179,8	827,0
42	ПС 110 кВ Покровское	110/10	2,5	2 500,0	2 056,8	2 047,9	2 054,1	2 062,1	2318,0
43	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	10+1,6	10 000,0	8 282,3	8 280,6	8 402,5	8 386,5	9364,0
44	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	10+10	10 500,0	3 549,3	3 583,1	8 709,5	9 143,0	10350,0
45	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6-10	40+40	42 000,0	4 303,2	3 141,7	3 600,1	5 181,6	10999,0
46	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	10+10	10 500,0	2 230,3	1 737,3	2 429,7	2 120,9	3333,0
47	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	10+10	10 500,0	5 531,4	3 678,4	4 212,4	5 021,4	6808,0
48	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	647,0	275,0	535,8	997,7	2087,0
49	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	16+16	16 800,0	1 868,1	138,8	2 403,9	2 900,5	5119,0
50	ПС 110 кВ Заполье	110/10	2,5	2 500,0	1 779,1	1 667,9	1 768,4	1 825,4	1978,0

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощ- ность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Резерв мощности по центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
ПО «ТЭС»									
51	ПС 110 кВ Верхне-Спасский Погост	110/10	2,5	2 500,0	1 619,8	1 608,2	1 628,7	1 382,2	1912,0
52	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 555,7	1 489,9	1 496,1	1 262,9	1691,0
53	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	10+10	6 615,0	-236,7	-612,3	-34,7	-136,2	4116,0
54	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	10+10	10 500,0	5 788,6	6 234,5	5 819,7	5 734,3	7120,0
55	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	10+10	10 500,0	3 977,4	3 325,9	4 167,0	4 554,1	4791,0
56	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	16+16	16 800,0	4 309,4	4 472,3	5 288,4	4 556,8	5074,0
57	ПС 110 кВ Царева	110/35/10	6,3	6 300,0	5 081,0	4 974,2	5 089,9	5 057,0	5938,0
58	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	799,2	1 076,9	1 346,6	1 293,2	2227,0
59	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 089,4	857,1	489,5	319,5	1169,0
60	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	2,5	2 500,0	1 368,8	1 505,0	1 615,4	1 484,5	1829,0
61	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	10+10	10 500,0	3 725,5	3 577,8	3 382,9	3 596,5	5328,0
62	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	10+10	10 500,0	7 655,8	7 447,5	7 409,3	7 194,8	8334,0
ПО «ВУЭС»									
63	ПС 110 кВ Борки	110/35/10	10+10	10 500,0	5 869,6	5 572,3	5 997,7	5 461,9	6836,0
64	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/10	16+16	16 800,0	805,5	-15,1	1 229,1	2 183,2	4368,0
65	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	10+10	10 500,0	1 351,9	1 487,2	1 510,3	1 160,6	4021,0
66	ПС 110 кВ Усть-Алексеево	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	4 711,7	4 641,4	4 525,7	4 506,1	5231,0
67	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 779,1	1 352,8	1 781,8	1 520,1	1945,0
68	ПС 110 кВ Приводино	110/35/10	16+16	16 800,0	3 518,2	3 927,6	4 587,1	4 471,4	4317,0
69	ПС 110 кВ Суоловка	110/10	2,5	2 500,0	1 825,4	1 775,6	1 877,0	1 900,2	1936,0
70	ПС 110 кВ Кичменгский Горо- док	110/35/10	10+10	10 500,0	1 390,2	666,6	1 119,6	944,3	2251,0
71	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	16+16	16 800,0	2 411,0	2 251,7	4 297,8	4 197,2	7152,0
72	ПС 110 кВ Вострое	110/10	2,5+2,5	2 625,0	2 057,7	1 944,7	2 039,0	2 054,1	2343,0
73	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	10+10	10 500,0	1 601,1	1 335,0	1 867,2	1 891,3	3062,0
74	ПС 110 кВ Калинино	110/10	6,3+2,5	6 615,0	5 137,1	5 101,5	5 072,1	4 988,5	5834,0

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Количество и мощность установлен- ных трансформато- ров на 01.01.2016, кВА	Максимально до- пустимая нагрузка, кВА	Резерв мощности по центрам питания, кВА				
					2011	2012	2013	2014	2015
75	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 607,3	1 522,8	1 467,6	1 553,1	1886,0
ПО «КЭС»									
76	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	10+10	10 500,0	849,1	80,1	-9,8	1 047,5	3278,0
77	ПС 110 кВ Никольский Торжок	110/10	6,3+6,3	6 615,0	4 938,6	4 532,8	4 497,2	4 412,6	5462,0
78	ПС 110 кВ Ферапонтово	110/10	2,5+6,3	2 625,0	1 773,8	1 472,1	1 750,6	1 759,5	1923,0
79	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	6,3	6 300,0	5 149,5	5 044,5	5 291,9	5 247,4	5915,0
80	ПС 110 кВ Белозерск	110/35/10	10+10	10 500,0	2 867,6	2 333,6	2 958,4	3 108,8	4147,0
81	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	2,5	2 500,0	2 012,3	1 946,4	2 015,0	2 047,0	2336,0
82	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	6,3+6,3	6 615,0	2 018,5	2 193,0	2 343,4	2 181,4	3766,0
83	ПС 110 кВ Вашки	110/35/10	10+10	10 500,0	6 489,0	5 835,7	5 577,6	5 486,9	7091,0
84	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	16+16	16 800,0	10 765,4	7 732,3	6 977,6	9 937,7	14633,0
85	ПС 110 кВ Андома	110/10	2,5+2,5	2 625,0	1 254,0	413,0	693,3	818,8	978,0
86	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	16+16	16 800,0	4 106,5	3 946,3	4 169,7	5 447,7	8695,0
87	ПС 110 кВ Мегра	110/10	2,5	2 500,0	1 833,4	1 611,8	1 780,9	1 847,6	2072,0
88	ПС 110 кВ Устье	110/10	2,5	2 500,0	2 225,0	2 087,1	1 926,9	2 016,7	2147,0

### 1.7 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние 5 лет

По данным форм статотчетности 1-ТЕП, 11-ТЭР, 6-ТП Вологдастат и данных баланса ТЭБ Вологодской области суммарный отпуск тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2014 год составил 18,8 млн Гкал.

Динамика изменения суммарного отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭС, котельных и прочих установок области за последние 5 лет представлена в таблице 17 и рисунке 17.

Таблица 17 – Динамика изменения суммарного отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭС, котельных и прочих установок Вологодской области в период 2010-2014 гг.

Наименование	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	
					Всего	в % от Σ
ТЭС	8 358,7	8 162,5	8 307,9	8 797,6	8 730,8	46,4
в том числе						
- ТЭС общего пользования	1 149,3	1 046,0	1 086,7	1 083,79	1 026,84	5,5
- ведомственные (промышленные) ТЭС	7 209,4	7 116,5	7 221,2	7 713,77	7 703,93	40,9
Котельные	8 472,7	7 691,8	7 746,0	7168,6	6989,4	37,1
Прочие установки	3 868,8	4 068,8	4 121,6	2868,6	3103,1	16,5
<b>Суммарный отпуск тепла, тыс. Гкал/год</b>	<b>20 700,1</b>	<b>19 923,1</b>	<b>20 175,6</b>	<b>18 834,70</b>	<b>18 823,20</b>	<b>100,0</b>

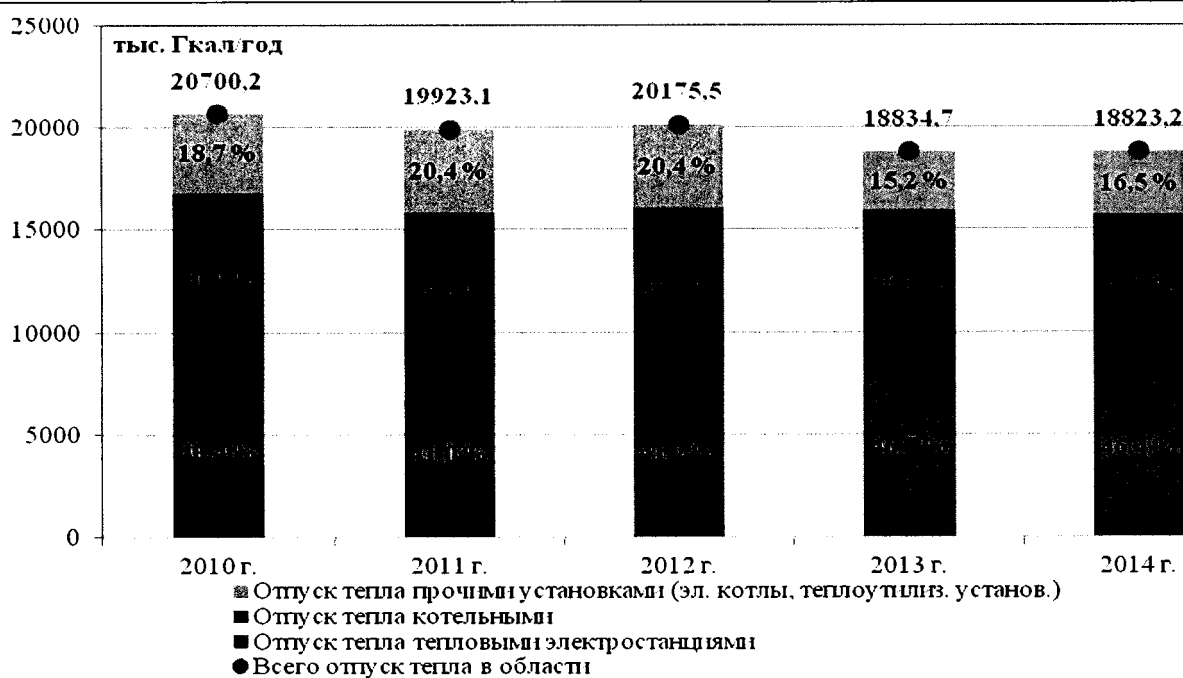


Рисунок 17 – Динамика изменения суммарного отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭС, котельных и прочих установок Вологодской области в период 2010-2014 гг.

Колебания суммарного годового отпуска тепловой энергии в 2010 – 2012 гг. незначительны (19,9 ÷ 20,1 млн Гкал), а снижение отпуска тепловой энергии в 2013 и 2014 годах обусловлено климатическими факторами.

Структура отпуска тепла за рассматриваемый период также не претерпела существенных изменений: доля отпуска тепла от ТЭС около 46%, от котельных 37 ÷ 38%, прочие установки – 15 ÷ 16%.

Основная доля тела производимого на ТЭС приходится на ведомственные (промышленные) ТЭС – около 88% .

Структура фактического потребления тепла по основным группам потребителей за 2008-2012 гг. представлена в таблице 18 и на рисунке 18.

Таблица 18 – Структура фактического потребления тепла по основным видам потребителей Вологодской области за 2010-2014 гг.

Наименование	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	
					Всего	в % от Σ
<b>Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал/год</b>	<b>20 700,1</b>	<b>19 923,1</b>	<b>20 175,6</b>	<b>18 834,70</b>	<b>18 823,20</b>	<b>100</b>
Потери в тепловых сетях	966,7	904,6	948,1	914,4	908,3	4,8
Суммарное конечное потребление, всего	19 733,4	19 018,5	19 227,4	17 920,30	17 914,90	95,2
- население	5 305,5	4 896,8	5 042,1	4800,7	4576,4	24,3
-бюджетные организации	1 435,1	1 122,9	1 286,0	1195,5	1256,6	6,7
- промышленность	11 924,9	12 041,8	12 059,4	11178,3	11323,7	60,2
- прочие организации	1 067,9	957,0	839,9	745,8	758,2	4,0

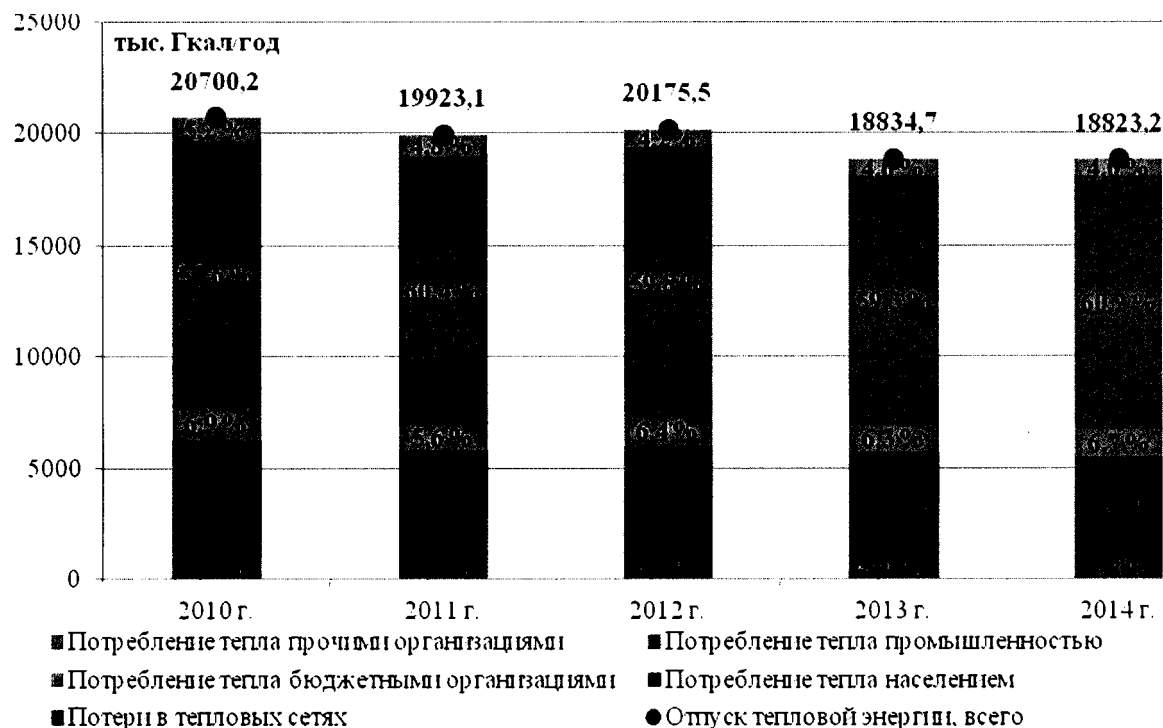




Рисунок 18 – Структура фактического потребления тепла по основным видам потребителей Вологодской области за 2010-2014 гг.

Около 60% суммарного потребления тепловой энергии приходится на промышленные предприятия, прежде всего это Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь» (50% от суммарного потребления промышленностью региона). Доля потребления тепла населением и бюджетными предприятиями (организациями) области, соответственно, составляет 24,3% и 6,7%. Остальная часть потребления тепла приходится на потери в тепловых сетях (4,8%) и прочие предприятия (4,0%).

За последние 5 лет произошли структура конечного потребления изменялась незначительно. По сравнению с 2010 годом произошли следующие изменения структуры потребления тепловой энергии в регионе:

- увеличение доли потребления тепла промышленностью на 2,6%;
- сокращение доли потребления тепла населением на 1,3%;
- сокращение доли потребления тепла прочими организациями на 1,2%

Доля потребления тепла бюджетными предприятиями и потери в тепловых сетях в 2010-2014 гг. практически не изменилась и сохранилась соответственно на уровне 6,7% и 4,8%.

Фактический показатель удельного теплопотребления населением в области в 2014 году составил 3,84 Гкал/чел., что примерно соответствует нормативным показателям МДС 13-12.2000 «Методические рекомендации по формированию нормативов потребления услуг жилищно-коммунального хозяйства» (для Вологодской области минимальный средний норматив теплопотребления на отопление и горячее водоснабжение в жилых зданиях, оборудованных централизованными системами теплоснабжения составляет 4,3 Гкал/чел. в год, в том числе на горячее водоснабжение 1,9 Гкал/чел.).

Изменение фактического показателя суммарного потребления тепла на душу населения в Вологодской области за рассматриваемый период представлено в таблице 19.

Таблица 19 – Изменение фактического показателя потребления тепла на душу населения в Вологодской области за 2010-2014 гг.

Наименование	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Отпуск тепловой энергии населению, тыс. Гкал	5 305,5	4 896,8	5 042,1	4800,7	4576,4
Численность населения, тыс. чел.	1 201,0	1 198,5	1 196,2	1193,371	1191,01
Удельное теплоснабжение (всего) на душу населения, Гкал/чел.	4,42	4,09	4,22	4,02	3,84

Значение удельного суммарного теплоснабжения (комбыт и промышленность) на душу населения в области за 2014 г. составило 15,8 Гкал/чел.

### 1.8 Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия

Перечень основных крупных потребителей тепла Вологодской области с источников тепла, представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень основных крупных потребителей тепла Вологодской области с источников тепла по состоянию на 01.01.2015.

№ п/п	Наименование предприятия	Адрес	Выпускаемая продукция	Наименование источника теплоснабжения (ТЭЦ, котельная)
1	Череповецкий металлургический комбинат (ЧерМК) ПАО «Северсталь»	г. Череповец, ул. Мира, 30	чугун, сталь, прокат, лист и жести с покрытием, трубы стальные, кокс, удобрения минеральные, бензол, пиломатериалы, электроэнергия, тепловая энергия, прокат холоднокатаный горячеоцинкованный в рулонах, пиломатериалы, орешек коксовый сухой, мелочь коксовая сухая, водород, аргон, азот, кислород, диоксид углерода (газ углекислый) и прочие соединения неметаллов неорганические кислородные, углеводороды циклические, масла и прочие продукты высокотемпературной перегонки каменноугольной смолы; пек и кокс пековый, удобрения минеральные или химические, макидам (покрытие щебеночное дорожное); макидам гудронированный, известь, электроэнергия, тепловая энергия	3 ТЭЦ ПАО «Северсталь» (ТЭЦ ПВС, ТЭЦ ЭВС-2, ГУБТ)
2	ООО «ССМ - Тяжмаш»	г. Череповец, ул. Мира, 30	Сервисная компания дивизиона «Северсталь Российская сталь», входящего в состав горно-металлургической компании ПАО «Северсталь». Обеспечивает сервисное техническое обслуживание металлургического комплекса.	
3	ООО «Северсталь-Промсервис»	г. Череповец, ул. Строителей, 9	ремонт и изготовление энергооборудования; ремонт и изготовление электрооборудования; ремонт механического оборудования; изготовление и ремонт металлоконструкций; системы автоматизации; диагностика и геодезические	

№ п/п	Наименование предприятия	Адрес	Выпускаемая продукция	Наименование источника теплоснабжения (ТЭЦ, котельная)
			работы; промышленное строительство, монтаж, пуско-наладка; комплексное сервисное обслуживание оборудования	
4	Череповецкий завод ОАО «Северсталь-Метиз»	г. Череповец, ул. 50-летия Октября, 1/33	прокат сортовой холоднокатаный, проволока стальная	
5	АО «ФосАгро-Череповец»	г. Череповец, ул. Северное шоссе, 75	кислота серная, удобрения минеральные, аммиак синтетический, удобрения минеральные, карбамид приллированный, электроэнергия, теплоэнергия.	ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец» (бывшая ТЭЦ ОАО «Аммофос»)
6	ЗАО «Череповецкий фанерно-мебельный комбинат» (ЗАО «ЧФМК»)	г. Череповец, ул. Проезжая, 4	фанера клееная, плиты древесностружечные, пиломатериалы, теплоэнергия	Котельная
7	ХК «Череповецлес»	г. Череповец, ул. Ленина, 80	заготовка круглых лесоматериалов; производство хвойных и лиственных пиломатериалов	Котельная
8	ООО «Стальэмаль»	г. Череповец, ул. Окружная д.9	изделия столовые, кухонные и бытовые и их части из черных металлов, меди или алюминия	Котельная
9	ООО «Вологдагазпромэнерго»	г. Череповец, ул. Пролетарская, 59	тепловая энергия	Котельные и тепловые сети взяты в аренду у МУП «Теплоэнергия»
10	ЗАО «Вологодский подшипниковый завод» (ЗАО «ВПЗ»)	г. Вологда, Окружное шоссе, 13	подшипники качения	Котельная
11	ХК «Вологодские лесопромышленности»	г. Вологда, Благовещенская, 47	деловая древесина, пиломатериалы	Котельная
12	ОАО «Вологодский оптико-механический завод» (ОАО «ВОМЗ»)	г. Вологда, ул. Мальцева, 54	Участвует в выполнении межзаводских договоров по гособоронзаказу и межправительственных контрактов	Котельная, Мини-ТЭС ОАО «ВОМЗ»
13	ЗАО «Вологодский хлебокомбинат»	г.Вологда, ул Самойло, 20	Культуры зерновые для завтрака и прочие продукты из зерновых культур, кондитерские изделия, хлеб и хлебобулочные изделия, какао, шоколад и изделия кондитерские сахаристые, макаронные изделия, воды минеральные, тепловая энергия	Котельная
14	ООО «Вологодское мороженое»	г. Вологда, ул. Клубова д.87	мороженое и десерты замороженные прочие	Котельная
15	ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»	г.Вологда, ул.Горького, д. 99	электроэнергия, тепловая энергия	Котельные, Красавинская ГТ ТЭЦ
16	МУП «Вологдагортеплосеть»	г. Вологда, ул. Яшина, 8-А	тепловая энергия	Собственные и ведомственные котельные, Вологодская ТЭЦ
17	ООО «Вологодская бумажная мануфактура» (ООО «ВБМ») - ЗАО «Инвестлес-пром»	г. Сокол, Советский просп., 8	бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура»
18	ЗАО «Инвестлес-пром»(ОАО «Со-	г. Сокол, ул. Фабричная	бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	

№ п/п	Наименование предприятия	Адрес	Выпускаемая продукция	Наименование источника теплоснабжения (ТЭЦ, котельная)
	кольский ЦБК»)			
19	ООО «Сухонский ЦБК»	г. Сокол, ул. Советская д. 129	плиты древесноволокнистые из древесины или других одревесневших материалов, бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК»

К наиболее крупным потребителям тепловой энергии с годовым теплотреблением более 160 тыс. Гкал/год относятся промышленные предприятия:

- ООО «Сухонский ЦБК»,
- ОАО «Сокольский ЦБК»,
- ООО «ВБМ»,
- ПАО «Северсталь»,
- ОАО «Северсталь-метиз»,
- АО «ФосАгро-Череповец»,
- системы централизованного теплоснабжения г. Вологды (МУП «Вологдагортеплосеть») и г. Череповца (ООО «Вологдагазпромэнерго»).

Суммарная установленная тепловая мощность энергоисточников (ТЭС и котельных) Вологодской области на 01.01.2015 составила 7 915 Гкал/ч, в том числе ТЭС – 2 579 Гкал/ч.

Теплоснабжение Вологодской области по состоянию на 01.01.2015 в основном осуществляется тремя тепловыми электростанциями общего пользования:

- Вологодская ТЭЦ филиал ОАО «ТГК-2»
- Череповецкой ГРЭС филиал ПАО «ОГК-2»
- Красавинская ГТ ТЭЦ филиал ГЭП «ВОКЭ».

Суммарная установленная мощность ТЭЦ общего пользования региона на 01.01.2015 составила: электрическая – 1251,5 МВт, тепловая – 748 Гкал/ч.

Также на территории области функционируют 8 ведомственных ТЭЦ: 4 ТЭЦ ПАО «Северсталь», ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец», ГТЭС АО «ФосАгро-Череповец», ТЭЦ ОАО «ПМТЭЦ» «Белый ручей» и ЭСН КС-15 Нюксенского

ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» суммарной установленной мощностью: электрической – 654,5 МВт, тепловой –1 551 Гкал/ч.; 7 прочих ТЭЦ производственных предприятий не участвующих в балансе СО суммарной установленной мощностью: электрической – 62,95 МВт, тепловой –280,09 Гкал/ч.; 848 муниципальных и ведомственных котельных суммарной тепловой мощностью 5 336 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности энергоисточников Вологодской области в 2014 году представлена на рисунке 19.

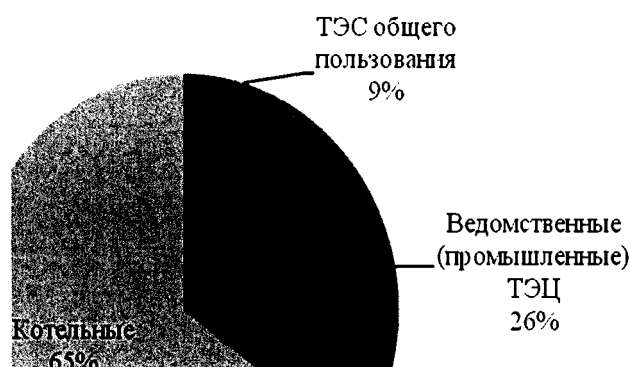


Рисунок 19 – Структура установленной тепловой мощности энергоисточников Вологодской области в 2015 году

Больше половины (67%) тепловых мощностей энергоисточников региона приходится на муниципальные и ведомственные котельные. Остальная часть составляет ТЭС общего пользования и ведомственные ТЭС, соответственно, 10% и 23%.

## Основное оборудование ТЭЦ Вологодской области

Перечень ТЭЦ Вологодской области с указанием их электрической и тепловой мощности представлен в таблице 21.

Таблица 21 - Перечень ТЭЦ Вологодской области

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Собственник	Месторасположение	Установленная мощность	
				Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч
ТЭС общего пользования				1251,5	748
в том числе:					
1	Череповецкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»	п. Кадуй	1051,6	39
2	Вологодская ТЭЦ	ОАО «ТГК-2»	г. Вологда	136,1	652
3	Красавинская ГТ ТЭЦ	ГЭП «Вологдаоблкоммун-энерго»	г. Красавино	63,8	57
Ведомственные промышленные ТЭС				654,5	1846
в том числе:					
4	ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец»	АО «ФосАгро-Череповец»	г. Череповец	102	815
5	ГТЭС АО «ФосАгро-Череповец»	АО «ФосАгро-Череповец»	г. Череповец	32	
6	ТЭЦ ОАО «ПМТЭЦ» «Белый Ручей»	ОАО «ПМТЭЦ» «Белый Ручей»	пос. Депо	6	26
7	ТЭЦ ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	507	1005
	в том числе				
7.1.	ТЭЦ ПВС	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	286	605
7.2.	ТЭЦ ЭВС-2	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	160	400
7.3.	ГУБТ-8, ГУБТ-12, ГУБТ-25	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	45	—
		ПАО «Северсталь»	г. Череповец		
		ПАО «Северсталь»	г. Череповец		
7.4.	УЭС ТСЦ	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	16	—
8	ЭСН КС-15	Нюксенское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	С. Нюксеница	7,5	—
Прочие ТЭЦ производственных предприятий, не участвующие в балансе СО				59,15	280,09
в том числе:					
9	ТЭЦ ОАО «Великоустюгский ФК «Новатор»	ОАО «Великоустюгский ФК «Новатор»	пос. Новатор	3	16,8
10	ТЭЦ ОАО «ВОМЗ»	ОАО «Вологодский оптико-механический завод»	г. Вологда	5,3	25,8
11	Другие промышленные ТЭЦ: ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК», ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура», ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция», ТЭЦ ОАО «Харовсклес-пром»	ОАО «Сокольский ЦБК», ОАО «Сухонский ЦБК», ОАО «Агростройконструкция», ОАО «Харовсклес-пром»	г. Сокол,	54,65	237,49
			г. Вологда,		
			г. Харовск		
Всего:				1965,15	2579,09

Наиболее крупными ТЭС в Вологодской области по теплу являются Вологодская ТЭЦ ОАО «ТГК-2» (соответственно, 6,9% и 25,3% от суммарной установленной электрической и тепловой мощности ТЭЦ региона), ТЭЦ ПВС ПАО «Северсталь» (14,5% и 23,5%), ТЭЦ ЭВС-2 ПАО «Северсталь» (8,1% и 15,5%) и ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец» (5,2% и 18,0%).

Наименьшей по установленной тепловой мощности из ТЭС общего пользования является Череповецкая ГРЭС (1,5 %).

На долю установленной мощности ведомственных ТЭС приходится 36,4% и 71,0%, соответственно, суммарной установленной электрической и тепловой мощности ТЭС области.

ТЭС общего пользования

**Череповецкая ГРЭС** – конденсационная электростанция, находящаяся в посёлке городского типа Кадуй Кадуйского муниципального района Вологодской области России. ГРЭС введена в эксплуатацию 22 декабря 1976 года. С 01.11.2011 является филиалом ПАО «ОГК-2».

Основное топливо станции – газ и уголь, резервное топливо – мазут.

Череповецкая ГРЭС обеспечивает электрической энергией Вологодско-Череповецкий узел, а также теплом и питьевой водой п. Кадуй.

Ситуационный план размещения Череповецкой ГРЭС представлен на рисунке 20.



Рисунок 20 – Ситуационный план размещения Череповецкой ГРЭС

По состоянию на 01.01.2016 суммарная установленная мощность Череповецкой ГРЭС составила: электрическая – 1051,6 МВт, тепловая – 39 Гкал/ч.

Состав основного оборудования на 01.01.2016 представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Состав основного оборудования Череповецкой ГРЭС на 01.01.2016

Состав основного оборудования	ст. №	тип	установленная мощность		Производительность, т/ч	расчетные параметры свежего пара		год ввода в эксплуатацию	Наработка, тыс. ч	Год достижения паркового/ индивидуального ресурса
			Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С			
Паровые турбины	1	К-210-130-3	210	-	-	130	540	1976 г.	254,3	2016 г.
	2	К-210-130-3	210	-	-	130	540	1976 г.	247,1	2017 г.
	3	К-210-130-3	210	-	-	130	540	1978 г.	242,3	2021 г.
	б/н	РОУ	-	39						
Парогазовая установка	4	ПТ: SST5-3000 ГТ: SGT5-4000F(4)	421,6			114	535	2014 г.	1,357*	2031 г.
Паровые котлоагрегаты	1	ТПЕ-208 (ЕП-670/130) (А,Б)	-	-	670	135	545	1976 г.	254,3	-
	2	ТПЕ-208 (ЕП-670/130) (А,Б)	-	-	670	135	545	1977 г.	247,1	-
	3	ТПЕ-208 (ЕП-670/130) (А,Б)	-	-	670	135	545	1978 г.	242,3	-
Котел	4	Еп270/316/46-			632	127	560		1,042	2014 г.



Состав основного оборудования	ст. №	тип	установленная мощность		паропроизводительность, т/ч	расчетные параметры свежего пара		год ввода в эксплуатацию	наработка, тыс. ч	год достижения паркового/ индивидуального ресурса
			Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С			
утилизатор		12,5/3,06/0,46-								
<b>Итого</b>			<b>1051,6</b>	<b>39</b>	<b>2 010</b>	-	-	-	-	-
<b>в том числе РОУ</b>			-	<b>39</b>	-	-	-	-	-	-

\* - наработка принята по максимальному значению, соответствующему газовой турбине. Нарботка паровой турбины, входящей в состав ПГУ, равна 1,042 тыс. ч.

В состав основного оборудования ГРЭС входит три конденсационные паровые турбины типа К-210 и три двухкорпусных паровых котла типа ТПЕ-208-335 суммарной паропроизводительностью 2,01 тыс. т/ч.

В 2014 г. на Череповецкой ГРЭС введен в эксплуатацию 4-й конденсационный энергоблок ПГУ-420 установленной электрической мощностью 421,6 МВт. В состав основного оборудования энергоблока ПГУ-420 входит: газовая турбина типа SGT5-4000F установленной электрической мощностью 282 МВт, трёхконтурный горизонтальный котел-утилизатор Еп-270 и конденсационная паровая турбина типа SST5-3000 установленной электрической мощностью 138 МВт. Парогазовая установка выполнена по одновальной схеме.

Дополнительно на данной станции требуется решение вопроса о реконструкции и (или) вывода из эксплуатации основного паросилового энергетического оборудования энергоблоков К-210-130, индивидуальный продленный ресурс которых заканчивается в 2016-2017 гг.

По данным формы статотчетности 6-ТП основные технико-экономические показатели работы Череповецкой ГРЭС в 2010-2015 гг. представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Основные технико-экономические показатели работы Череповецкой ГРЭС в 2010-2015 гг.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года					
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
1	<b>Установленная мощность</b>							
	- электрическая	МВт	630	630	630	630	1051,6	1051,6
	- тепловая	Гкал/ч	39	39	39	39	39	39,0
	в том числе РОУ	Гкал/ч	39	39	39	39	39	39,0
2	<b>Располагаемая мощность</b>							
	- электрическая	МВт	630	630	630	630	630	1050,0
	- тепловая	Гкал/ч	39	39	39	39	39	39,0
3	<b>Максимум нагрузки</b>							
	- электрической	МВт	640	634	636	н/д	н/д	1054,57
	- тепловой	Гкал/ч	25	34	29	н/д	н/д	41,7
4	<b>Выработка электроэнергии, всего</b>	млн кВт.ч	<b>3 311,0</b>	<b>3 184,4</b>	<b>2 549,8</b>	<b>2 753,0</b>	<b>3208,4</b>	<b>4 186,7</b>
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	3 233,8	3 111,7	2 485,5	н/д	3035,9	н/д
	тоже в % от суммарной выработки	%	97,7	97,7	97,5	н/д	94,6	н/д
5	<b>Отпуск электроэнергии с шин, всего</b>	млн кВт.ч	<b>3 102,8</b>	<b>2 980,6</b>	<b>2 374,2</b>	н/д		<b>3 936,1</b>
6	<b>Расход электроэнергии на собств. нужды, всего</b>	млн кВт.ч	<b>208,3</b>	<b>203,8</b>	<b>175,6</b>	<b>202,9</b>	<b>234,3</b>	<b>250,6</b>
	тоже в % от суммарной выработки	%	6,3	6,4	6,9	7,4	7,6	5,99
	в том числе							
	- на производство электроэнергии	млн кВт.ч	203,1	198,6	170,0	197,2	227,9	244,302
	- на производство тепловой энергии	млн кВт.ч	5,1	5,3	5,6	5,7	6,4	6,296
7	<b>Удельный расход электроэнергии на собств. нужды</b>							
	- на производство электроэнергии	%	6,1	6,2	6,7	7,2	7,4	5,84
	- на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	44,8	47,8	50,1	51,2	55,8	60,7
8	<b>Отпуск тепла с коллекторов</b>	тыс. Гкал	<b>115,0</b>	<b>110,2</b>	<b>112,8</b>	<b>103,7</b>	<b>114,9</b>	<b>103,712</b>
	в том числе отработавшим паром	тыс. Гкал	115,0	110,2	112,8	103,7	114,9	н/д
	тоже в % от суммарного отпуска	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	н/д
9	<b>Число часов использования мощности</b>							
	- электрической	ч	5 256	5 055	4 047	н/д	н/д	3981
	- тепловой	ч	2 949	2 825	2 891	н/д	н/д	2659
	в том числе РОУ	ч	2 949	2 825	2 891	н/д	н/д	н/д
10	<b>Расход условного топлива, всего</b>	тыс. т у.т.	<b>1 164,8</b>	<b>1 123,7</b>	<b>914,2</b>	<b>997,7</b>	<b>1087,4</b>	<b>1 198,2</b>
	в том числе							
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	тыс. т у.т.	1 143,6	1 103,4	893,3	977,0	1065,5	1 176,1
	- на отпуск тепла (физ. метод)	тыс. т у.т.	21,1	20,3	20,9	20,7	21,9	20,187
11	<b>Удельный расход условного топлива</b>							
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	г у.т./кВт.ч	368,6	370,2	376,3	383,1	373,3	298,790
	- на отпуск тепла (физ. метод)	кг у.т./Гкал	183,6	183,9	185,4	185,7	191,2	194,641
12	<b>Расход натурального топлива по видам</b>							
	- природный газ	млн м <sup>3</sup>	639,7	725,4	569,8	426,9	199,9	456,265
	- мазут	тыс.т	0,2	4,0	2,5	0,9	352,6	0
	- уголь	тыс.т	730,4	505,0	485,6	912,8	1328,3	1 092,8
	-дизельное топливо							1,002

Всего в 2015 году от ГРЭС было отпущено 103,712 тыс. Гкал тепловой энергии (0,55% суммарного отпуска тепловой энергии в регионе) и 3 963,1 млн кВт.ч электрической энергии (43,2 % общего производства электроэнергии в регионе). При этом на производство тепла и электроэнергии израсходовано 1 198,2 тыс. т у.т., включая природный газ – 456,265 тыс. т у.т. (29,5 %), дизельное топливо – 1,022 тыс. т у.т. (0,0 %) и уголь – 1092,8 тыс. т (70,5 %).

За последние 5 лет удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии данной ТЭС (физический метод разделения топлива) находился в пределах  $368 \div 383$  г у.т./кВт.ч (при нормативном около  $370 \div 382$  г у.т./кВт.ч), а на отпуск тепловой энергии –  $184 \div 191$  кг у.т./Гкал.

**Вологодская ТЭЦ** расположена в городе Вологде. Входит в состав ОАО «ТГК-2». Строительство Вологодской ТЭЦ проектной мощностью 18 МВт, работающей на торфе, началось в 1937 году. В 1941 году строительство было прервано с началом Великой Отечественной войны.

После войны Ленинградским отделением «Энерголегпром» был выполнен новый технический проект ТЭЦ с увеличением проектной мощности до 24 МВт. Пуск в эксплуатацию 1 очереди Вологодской ТЭЦ состоялся 31 марта 1955 года.

Прежде всего, станция предназначена для снабжения предприятий и населения г. Вологда теплом в паре и в горячей воде.

Ситуационный план размещения Вологодской ТЭЦ представлен на рисунке 21.



Рисунок 21 – Ситуационный план размещения Вологодской ТЭЦ

По состоянию на 01.01.2016 суммарная установленная мощность Вологодской ТЭЦ составила: электрическая – 136,1 МВт, тепловая – 652 Гкал/ч, в том числе отборов паровых турбин – 252 Гкал/ч.

Состав основного оборудования ТЭЦ на 01.01.2016 представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Состав основного оборудования Вологодской ТЭЦ

Состав основного оборудования	ст.№	тип	установленная мощность		паропроизводительность, т/ч	расчетные параметры свежего пара		год ввода в эксплуатацию	Наработка, тыс. ч	Год достижения парового/индивидуального ресурса
			электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Тем-ра, °С			
Паровые турбины	1	ПТ-12-35/10М	12	54,5	-	35	435	1991 г.	135,7	2036 г.
	2	ПТ-12-3,4/1,0	12	54,5	-	35	435	2001 г.	78,5	2046 г.
	3	Р-10-35/5М	10	73	-	35	435	1972 г.	287,6	2018 г.
	5	Т-28/35-8,8/0,1	25,1	70	-	90,2	545	2014 г.	5,4	2053 г.
Газовые турбины	4	PG6111FA	77	-	-	-	-	2014 г.	5,4	2033 г.
Паровые котлоагрегаты	2	БКЗ-50-39Ф	-	-	50	39	440	1955 г.	292,8	2017 г.
	3	БКЗ-50-39Ф	-	-	50	39	440	1958 г.	320,3	2015 г.
	4	БКЗ-50-39Ф	-	-	50	39	440	1959 г.	294,3	2018 г.
	5	БКЗ-75-39ФБ	-	-	75	39	440	1965 г.	293,4	2016 г.
	6	БКЗ-75-39ФБ	-	-	75	39	440	1971 г.	250,0	2016 г.
Пиковые водогрейные котлы	1	КВГМ-100	-	100	-	-	-	1980 г.	108,8	2016 г.
	2	КВГМ-100	-	100	-	-	-	1981 г.	88,2	2015 г.
	3	КВГМ-100	-	100	-	-	-	1989 г.	56,3	2017 г.
	4	КВГМ-100*	-	100	-	-	-	1998 г.	10,2	консервация
<b>Итого</b>			<b>136,1</b>	<b>652</b>	<b>300</b>	-	-	-	-	-
<b>в том числе отборов паровых турбин</b>			-	<b>252</b>	-	-	-	-	-	-

Примечание - \* На консервации с 2006 г.

Технологическая тепловая схема Вологодской ТЭЦ с поперечными связями. В состав основного оборудования станции входят турбоагрегаты типа ПТ-12 и Р-10, а также паровые котлоагрегаты типа БКЗ-50 и БКЗ-75 суммарной паропроизводительностью 300 т/ч.

Также на ТЭЦ установлены четыре пиковых водогрейных котлоагрегата типа КВГМ-100 суммарной установленной мощностью 400 Гкал/ч. В 2006 году водогрейный котел ст. 4 выведен из эксплуатации и находится на консервации.

В 2014 году на Вологодской ТЭЦ введен новый теплофикационный энергоблок ПГУ-110 установленной электрической мощностью 110 МВт, тепловой – 75 Гкал/ч.

В состав основного оборудования энергоблока ПГУ-110 входит газовая турбина типа PG 6111(FA) установленной электрической мощностью 77,0 МВт, двухконтурный паровой котел-утилизатор и теплофикационная турбина типа Т-28/35-8,8/0,1 установленной электрической мощностью 25,1 МВт, тепловой 70 Гкал/ч.

Основным топливом ТЭЦ является природный газ, резервное – мазут.

Система теплоснабжения от Вологодской ТЭЦ – централизованная, закрытая. Теплоснабжение объектов осуществляется по магистральным трубопроводам протяженностью по трассе 20,2 км. Протяжённость паровой тепловой сети 0,2 км.

Утверждённый тепловой график отпуска тепла потребителю 150/70 °С со срезкой графика на 130 °С, при расчётной температуре наружного воздуха минус 32°С.

Основные технико-экономические показатели работы Вологодской ТЭЦ в 2010-2015 гг. представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Основные технико-экономические показатели работы Вологодской ТЭЦ в 2010-2015 гг.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года					
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
1	<b>Установленная мощность</b>							
	- электрическая	МВт	34	34	34	34	136,1	136,1
	- тепловая	Гкал/ч	582	582	582	582	652	652
	в том числе отборов паровых турбин	Гкал/ч	182	182	182	182	252	252
2	<b>Располагаемая мощность</b>							
	- электрическая	МВт	34	34	34	34	136,1	136,1
	- тепловая турбоагрегатов	Гкал/ч	182	182	182	182	252	252
3	<b>Максимум нагрузки</b>							
	- электрической	МВт	30	34	34	н/д	н/д	
	- тепловой	Гкал/ч	243	243	252	н/д	н/д	
4	<b>Выработка электроэнергии, всего</b>	млн кВт.ч	161,8	167,1	173,5	173,5	656,6	864,1
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	0,0	0,2	0,0	0,0	260,8	233,4
	тоже в % от суммарной выработки	%	0,0	0,1	0,0	0,0	39,7	27,0
5	<b>Отпуск электроэнергии с шин, всего</b>	млн кВт.ч	119,7	125,1	131,5	131,7	592,3	794,9
6	<b>Расход электроэнергии на собств. нужды, всего</b>	млн кВт.ч	42,1	42,0	42,0	41,8	64,2	69,2
	тоже в % от суммарной выработки	%	26,0	25,1	24,2	24,1	9,8	8,01
	в том числе							
	- на производство электроэнергии	млн кВт.ч	7,1	7,4	7,8	7,6	28,5	35,2
	- на производство тепловой энергии	млн кВт.ч	35,0	34,6	34,1	34,2	35,7	33,9
7	<b>Удельный расход электроэнергии на собств. нужды</b>							
	- на производство электроэнергии	%	4,4	4,4	4,5	4,4	4,34	4,08
	- на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	33,8	37,0	35,0	36,7	41,0	41,88

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года					
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
8	<b>Отпуск тепла с коллекторов</b>	<b>тыс. Гкал</b>	<b>1 034,3</b>	<b>935,9</b>	<b>974,0</b>	<b>929,5</b>	<b>870,7</b>	<b>811,1</b>
	в том числе отработавшим паром	тыс. Гкал	766,3	789,6	819,9	805,5	771,4	775,8
	тоже в % от суммарного отпуска	%	74,1	84,4	84,2	86,7	88,6	95,7
9	<b>Число часов использования мощности</b>							
	- электрической	ч	4 758	4 915	5 104	н/д	н/д	н/д
	- тепловой	ч	1 777	1 608	1 673	н/д	н/д	н/д
10	в том числе отборов паровых турбин	ч	4 210	4 339	4 505	н/д	н/д	н/д
	<b>Расход условного топлива, всего</b>	<b>тыс. т у.т.</b>	<b>212,1</b>	<b>197,1</b>	<b>202,6</b>	<b>199,8</b>	<b>288,1</b>	<b>310,6</b>
	в том числе							
11	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	тыс. т у.т.	39,2	41,4	41,7	53,6	158,9	198,2
	- на отпуск тепла (физ. метод)	тыс т у.т.	172,9	155,7	160,9	146,2	129,1	112,4
12	<b>Удельный расход условного топлива</b>							
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	г у.т./кВт.ч	327,2	330,7	317,0	406,7	268,3	249,3
	- на отпуск тепла (физ. метод)	кг у.т./Гкал	167,2	166,4	165,2	157,3	148,3	138,6
12	<b>Расход натурального топлива по видам</b>							
	- природный газ	млн м <sup>3</sup>	185,4	171,6	176,7	174,6	251,6	268,6
	- нефтетопливо	тыс.т	0,0	0,5	0,0	14,3	0,03	0,02

Всего в 2015 году от Вологодской ТЭЦ отпущено 811,1 тыс. Гкал тепловой энергии (4,31% суммарного отпуска тепловой энергии в регионе) и 794,9 млн кВт.ч электрической энергии (8,7% общего производства электроэнергии в регионе). При этом на производство тепла и электроэнергии израсходовано 310 тыс. т у.т. или 268,6 млн. м<sup>3</sup> природного газа.

За последние 5 лет удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии данной ТЭЦ (физический метод разделения топлива) находился в пределах 317 ÷ 340 г у.т./кВт.ч (при нормативном около 250 г у.т./кВт.ч), а на отпуск тепловой энергии – 166 ÷ 167 кг у.т./Гкал. В 2015 году удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии составил 249,3 г/кВтч (при нормативном – 268,4 г/кВтч), а удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии – 138,6 кг/Гкал (при нормативном – 148,4 кг/Гкал).

В апреле 2010 года в г. Красавино Вологодской области введена в эксплуатацию ТЭЦ общего пользования – **Красавинская ГТ ТЭЦ ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»**. Данная ТЭЦ введена в замещение действующей изношенной Красавинской ТЭЦ.

ГТ ТЭЦ предназначена для теплоснабжения в паре и горячей воде нужд льнокомбината и г. Красавино.

По состоянию на 01.01.2016 суммарная установленная мощность Красавинской ГТ ТЭЦ составила: электрическая – 63,8 МВт, тепловая – 57 Гкал/ч.

Состав основного оборудования ГТ ТЭЦ на 01.01.2016 представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Состав основного оборудования Красавинской ГТ ТЭЦ на 01.01.2016.

Состав основного оборудования	ст.№	тип	установленная мощность		Год ввода в эксплуатацию	Наработка, тыс. ч	Год достижения паркового/ индивидуального ресурса
			электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч			
Газовые турбины с паровыми котлами-утилизаторами	1	TITAN-T130S	14,4	4,9	2010 г.	32,361	2020 г.
	2	TITAN-T130S	14,4	4,9	2010 г.	27,100	2020 г.
	3	TITAN-T130S	14,4	4,9	2010 г.	30,023	2020 г.
Паровые турбины	1	SST-300	20,6	15	2010 г.	37,679	2030 г.
Паровые котлоагрегаты	1	ОКР-25	-	13,65	2010 г.	13,247	2030 г.
	2	ОКР-25	-	13,65	2010 г.	18,467	2030 г.
<b>Итого</b>			<b>63,8</b>	<b>57,0</b>	-	-	-
<b>в том числе отборов паровых турбин</b>			-	<b>29,7</b>	-	-	-

Основные технико-экономические показатели работы Красавинской ГТ ТЭЦ в 2011-2015 гг. представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные технико-экономические показатели работы Красавинской ГТ ТЭЦ в 2011-2015 гг.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
1	<b>Установленная мощность</b>						
	- электрическая	МВт	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
	- тепловая	Гкал/ч	57,0	57,0	57,0	51	57
	в том числе отборов паровых турбин	Гкал/ч	29,7	29,7	29,7	29,7	н/д
2	<b>Располагаемая мощность</b>						
	- электрическая	МВт	47	45	47	63,8	62,12
	- тепловая турбоагрегатов	Гкал/ч	57,0	57,0	57,0	57	57
3	<b>Максимум нагрузки</b>						
	- электрической	МВт	47	49	н/д	н/д	65,436
	- тепловой	Гкал/ч	24	34,5	н/д	н/д	12,49
4	<b>Выработка электроэнергии, всего</b>	млн кВт.ч	<b>355,6</b>	<b>327,3</b>	<b>370,4</b>	<b>321,8</b>	<b>350,9</b>
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	0	0	0	0	н/д
	тоже в % от суммарной выработки	%	0	0	0	0	н/д
5	<b>Отпуск электроэнергии с шин, всего</b>	млн кВт.ч	<b>348,1</b>	<b>318,6</b>	<b>361,5</b>	<b>313,2</b>	<b>341,5</b>
6	<b>Расход электроэнергии на собств. нужды, всего</b>	млн кВт.ч	<b>10,0</b>	<b>8,7</b>	<b>8,9</b>	<b>8,6</b>	<b>9,4</b>
	тоже в % от суммарной выработки	%	2,8	2,7	2,4	2,6	2,678
	в том числе						
	- на производство электроэнергии	млн кВт.ч	8,5	7,2	7,4	7,1	7,890
	- на производство тепловой энергии	млн кВт.ч	1,5	1,5	1,5	1,5	1,508
7	<b>Удельный расход электроэнергии на собств. нужды</b>						

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
	- на производство электроэнергии	%	2,4	2,2	2,0	2,2	83,95
	- на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	24,0	26,3	34,9	36,4	25,265
8	<b>Отпуск тепла с коллекторов</b>	<b>тыс. Гкал</b>	<b>62,7</b>	<b>57,4</b>	<b>42,9</b>	<b>41,2</b>	<b>37,1</b>
	в том числе отработавшим паром	тыс. Гкал	10,0	5,6	38,4	38,6	н/д
	тоже в % от суммарного отпуска	%	16,0	9,7	89,5	93,7	н/д
9	<b>Число часов использования мощности</b>						
	- электрической	ч	5 613	5 130	н/д	н/д	8760
	- тепловой	ч	1 100	1 008	н/д	н/д	8472,1
	в том числе отборов паровых турбин	ч	338	188	н/д	н/д	н/д
10	<b>Расход условного топлива, всего</b>	<b>тыс. т у.т.</b>	<b>109,6</b>	<b>96,5</b>	<b>106,0</b>	<b>93,3</b>	<b>104,936</b>
	в том числе						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	тыс. т у.т.	99,4	87,1	99,4	86,9	99,2
	- на отпуск тепла (физ. метод)	тыс т у.т.	10,2	9,3	6,7	6,4	5,8
11	<b>Удельный расход условного топлива</b>						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	г у.т./кВт.ч	285,7	273,5	274,8	277,5	290,4
	- на отпуск тепла (физ. метод)	кг у.т./Гкал	162,4	162,4	155,6	155,6	155,6
12	<b>Расход натурального топлива по видам</b>						
	- природный газ	млн м <sup>3</sup>	95,8	84,3	92,5	81,2	90,7

Всего в 2015 году от Красавинской ГТ ТЭЦ было отпущено 37,1 тыс. Гкал тепловой энергии (0,2% суммарного отпуска тепловой энергии в регионе) и 350,9 млн кВт.ч электрической энергии (3,8% общего производства электроэнергии в регионе). При этом на производство тепла и электроэнергии израсходовано 104,936 тыс. т у.т. или природного газа – 90,7 млн м<sup>3</sup>.

За последние 2 года удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии данной ГТ ТЭЦ (физический метод разделения топлива) находился в пределах 274 ÷ 295 г у.т./кВт.ч, а на отпуск тепловой энергии – 155 – 162 кг у.т./Гкал.

### **Ведомственные (промышленные) ТЭС**

Крупнейшей из ведомственных ТЭС Вологодской области являются ТЭС Череповецкого металлургического комбината (ЧерМК) ПАО «Северсталь».

По состоянию на 01.01.2016 в состав ЧерМК ПАО «Северсталь» входит четыре ТЭЦ: ТЭЦ ПВС, ТЭЦ ЭВС-2, ГУБТ и УЭС ТСЦ. Суммарная установленная мощность ТЭЦ ЧерМК ПАО «Северсталь» составляет: электрическая – 507 МВт, тепловая – 1 005 Гкал/ч.

Станции предназначены для снабжения электроэнергией, паром и горячей водой ЧерМК и ближайшего жилищно-коммунального сектора г. Череповец.



В 2012 году на ТЭЦ ПВС произведена замена турбоагрегата ст. №4 с установкой современной горизонтальной импульсной многоступенчатой турбины с регулируемым отбором типа C10-R12-E производства Shin Nippon Machinery Co.

В состав основного оборудования ТЭЦ ПАО «Северсталь» входит не только паросиловое оборудование типа ПТ, Р и Т, но также две газорасширительные утилизационные станции с газовыми утилизационными безнапорными турбинами (ГУБТ).

ГУБТ предназначены для производства электроэнергии при утилизации тепла доменных газов (ВЭР). Кроме ГУБТ, на ЧерМК используется утилизируемое тепло уходящих газов сталеплавильных печей, раскалённого кокса, раскалённого пека, тепло охлаждения нагревательных печей.

Всего в 2015 году от ТЭЦ ЧерМК ПАО «Северсталь» отпущено 3 728,4 тыс. Гкал тепловой энергии (19,8% суммарного отпуска тепловой энергии в регионе) и 3 662,7 млн кВт.ч электрической энергии (34,4% общего производства электроэнергии в регионе).

Крупными ведомственными (промышленными) электростанциями Вологодской области являются также **ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец» (бывш. ТЭЦ «Аммофос»)** и **ГТЭС АО «Фос Агро-Череповец»**, обеспечивающие теплом и электроэнергией АО «ФосАгро-Череповец».

В 2012 году на АО «ФосАгро-Череповец» введена в эксплуатацию новая ГТЭС суммарной установленной электрической мощностью 32 МВт, тепловой – 56 Гкал/ч.

Основным оборудованием ГТЭС является газовая турбина типа LM2500+G4 DLE электрической мощностью 32 МВт и паровой котел-утилизатор HRSG «ВАПОР» производительностью 56 Гкал/ч.

По состоянию на 01.01.2016 суммарная установленная мощность электростанций АО «ФосАгро-Череповец» (с учетом ГТЭС) составила: электрическая – 134 МВт, тепловая – 815 Гкал/ч, в том числе отборов паровых турбин – 520 Гкал/ч.

Система теплоснабжения от электростанций АО «ФосАгро-Череповец» – закрытая. Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется по температурным графикам – 150 / 70 °С со срезкой на 105 °С и 95 / 70 °С (таблица 28).

Таблица 28 – Основные данные системы теплоснабжения от электростанций АО «ФосАгро-Череповец»

Наименование	Вид системы тепло-снабжения	Температур-ный график		Общая протяжен-ность, км.	Средний диаметр труб, м	Техническое состоя-ние	Статистика аварий и динамика поврежде-ний 2008-2012 год	Потери Гкал/год		Количество ИТП	Техническое состоя-ние ИТП
		Про-ек-тный	Факти-ческий					Норма-тивные	Факти-ческие		
Фосфор-ный ком-плекс	Закрытая	150/70	130/70 со срезкой на 105	11,228	0,238	Удов-ле-твори-тельное	Аварий и поврежде-ний не было	2298,8	2245,2	146	Удовлет-во-рительное
Азотный комплекс	Закрытая	150/70	95/70	8,063	0,2	Удов-ле-твори-тельное	Аварий и поврежде-ний не было	Не норми-руются	Не норми-руются	114	Удовлет-во-рительное

Основные технико-экономические показатели работы электростанций АО «ФосАгро-Череповец» в 2010-2015 гг. представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Основные технико-экономические показатели работы электростанций АО «ФосАгро-Череповец» в 2010-2015 гг.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года					
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
1	<b>Установленная мощность</b>							
	- электрическая	МВт	102	102	134	134	134	134
	- тепловая	Гкал/ч	759	759	815	815	815	815
	в том числе отборов паровых турбин	Гкал/ч	464	464	520	520	520	464
2	<b>Располагаемая мощность</b>							
	- электрическая	МВт	102	102	134	134	130	130
	- тепловая турбоагрегатов	Гкал/ч	464	464	520	520	520	464
3	<b>Максимум нагрузки</b>							
	- электрической	МВт	102	100	128	н/д	н/д	132
	- тепловой	Гкал/ч	435	391	447	н/д	н/д	429
4	<b>Выработка электроэнергии, всего</b>	млн кВт.ч	775,3	745,3	798,4	926,8	896,2	919,8
	в том числе на топливе	млн кВт.ч	593,9	566,2	621,1	н/д	н/д	704,0
5	<b>Отпуск электроэнергии с шин, всего</b>	млн кВт.ч	730,8	703,7	756,1	884,2	852,1	876,9
	в том числе на топливе	млн кВт.ч	560,5	534,9	589,1	н/д	н/д	н/д
6	<b>Расход электроэнергии на собств. нуж-ды, всего</b>	млн кВт.ч	44,5	41,7	42,2	42,6	44,1	42,9
	тоже в % от суммарной выработки	%	5,7	5,6	5,3	4,6	4,9	7,2

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года					
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
	в том числе							
	- на производство электроэнергии	млн кВт.ч	13,0	11,8	13,0	12,2	13,5	12,3
	- на производство тепловой энергии	млн кВт.ч	31,5	29,9	29,2	30,4	30,7	30,6
7	<b>Удельный расход электроэнергии на собств. нужды</b>							
	- на производство электроэнергии	%	1,7	1,6	1,6	1,3	1,5	1,3
	- на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	13,4	12,6	12,3	12,6	11,8	14,2
8	<b>Отпуск тепла с коллекторов</b>	тыс. Гкал	<b>2 356,8</b>	<b>2 360,8</b>	<b>2 380,6</b>	<b>2416,2</b>	<b>2 601,8</b>	<b>2150,9</b>
	в том числе на топливе	тыс. Гкал	368,4	356,7	401,7	н/д	н/д	2150,9
9	<b>Число часов использования мощности</b>							
	- электрической	ч	7 601	7 307	5 958	н/д	н/д	6864
	- тепловой	ч	3 105	3 110	2 921	н/д	н/д	4636
10	<b>Расход условного топлива, всего</b>	тыс. т у.т.	<b>328,9</b>	<b>309,5</b>	<b>319,1</b>	<b>365,8</b>	<b>355,8</b>	<b>354,4</b>
	в том числе							
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	тыс. т у.т.	260,4	241,9	249,3	236,	205,9	215,4
	- на отпуск тепла (физ. метод)	тыс т у.т.	68,4	67,6	69,8	129,2	149,9	139,0
11	<b>Удельный расход условного топлива</b>							
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	г у.т./кВт.ч	464,6	452,3	423,1	267,6	242	234
	- на отпуск тепла (физ. метод)	кг у.т./Гкал	185,7	189,5	173,8	53,5	58	65
12	<b>Расход натурального топлива по видам</b>							
	- природный газ	млн м <sup>3</sup>	286,8	270,2	278,5	318,1	265,6	220,2
	- мазут	тыс. т	0,7	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0

В 2015 году от электростанций АО «ФосАгро-Череповец» было отпущено 2 150,9 тыс. Гкал тепловой энергии (11,4 % суммарного отпуска тепловой энергии в регионе) и 876,9 млн кВт.ч электрической энергии (9,7% общего производства электроэнергии в регионе). При этом на производство тепла и электроэнергии израсходовано 354,4 тыс. т у.т. или 220,2 млн м<sup>3</sup> природного газа.

За последние 5 лет удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии данной электростанции (физический метод разделения топлива) находился в пределах 423 ÷ 492 г у.т./кВт.ч, а на отпуск тепловой энергии – 175 ÷ 189 кг у.т./Гкал. Ввод ГТЭС позволил снизить удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии до 240 ÷ 270 г у.т./кВтч, а на отпуск тепловой энергии до 53 ÷ 58 кг у.т./Гкал.

В Вологодской области также действуют 7 других ведомственных (промышленных) ТЭЦ единичной электрической мощностью не превышающие 24 МВт:

ТЭЦ ОАО «Великоустюгский ФК «Новатор»,

ТЭЦ АО «ВОМЗ»,

ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК»,

ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура»,

ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция»,

ТЭЦ ОАО «Харовсклеспром»,

а также упомянутые выше ТЭЦ ОАО «ПМТЭЦ» «Белый Ручей» и ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ.

Следует отметить, что ТЭЦ ОАО «ПМТЭЦ» «Белый Ручей», ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция» и ТЭЦ ОАО «Харовсклеспром» в качестве основного топлива используют отходы от лесопереработки (древесная щепа). Это позволяет производить утилизацию отходов и исключить экологические штрафы.

## Котельные Вологодской области

В Вологодской области эксплуатируются 848 муниципальных ведомственных котельных суммарной установленной тепловой мощностью 5 336,3 Гкал/ч.

Распределение общего количества котельных региона по установленной тепловой мощности представлено на рисунке 22.

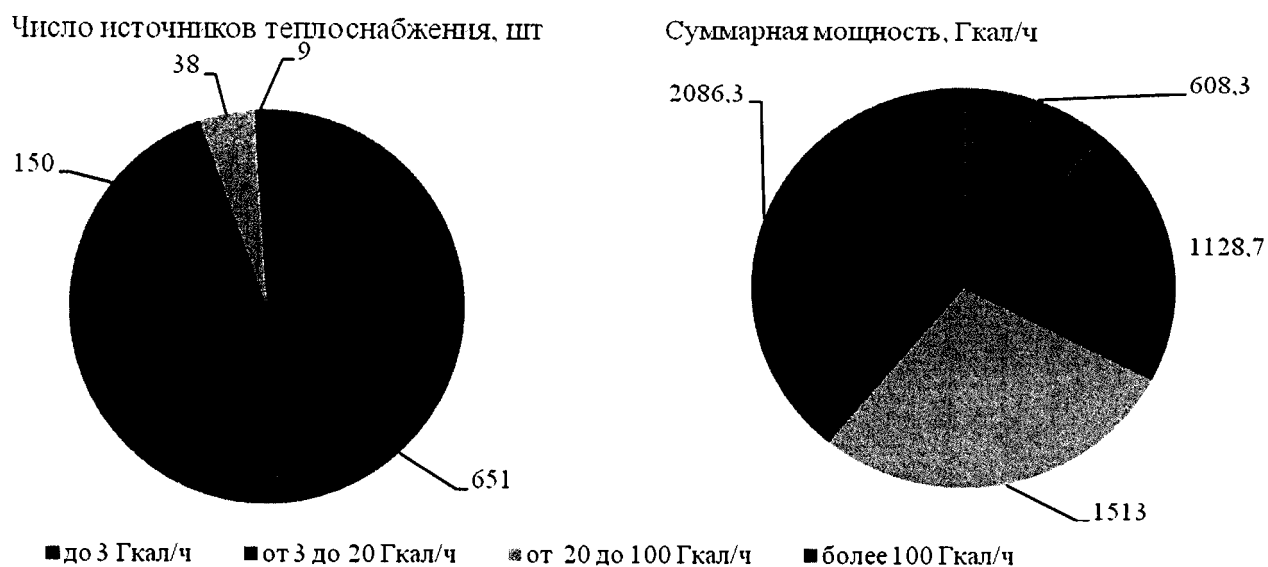


Рисунок 22 – Распределение общего количества котельных Вологодской области по установленной тепловой мощности на 01.01.2015

Наибольшее количество (76,8%) котельных области установленной тепловой мощностью менее 3 Гкал/ч. Крупные котельные (9 шт.) установленной тепловой мощностью более 100 Гкал/ч расположены в г. Череповец и г. Вологда.

Распределение количества произведенной тепловой энергии котельными по городским округам и районам Вологодской области представлено на рисунке 23.

Удельный расход условного топлива котельных по городским округам и районам Вологодской области представлено на рисунке 24.

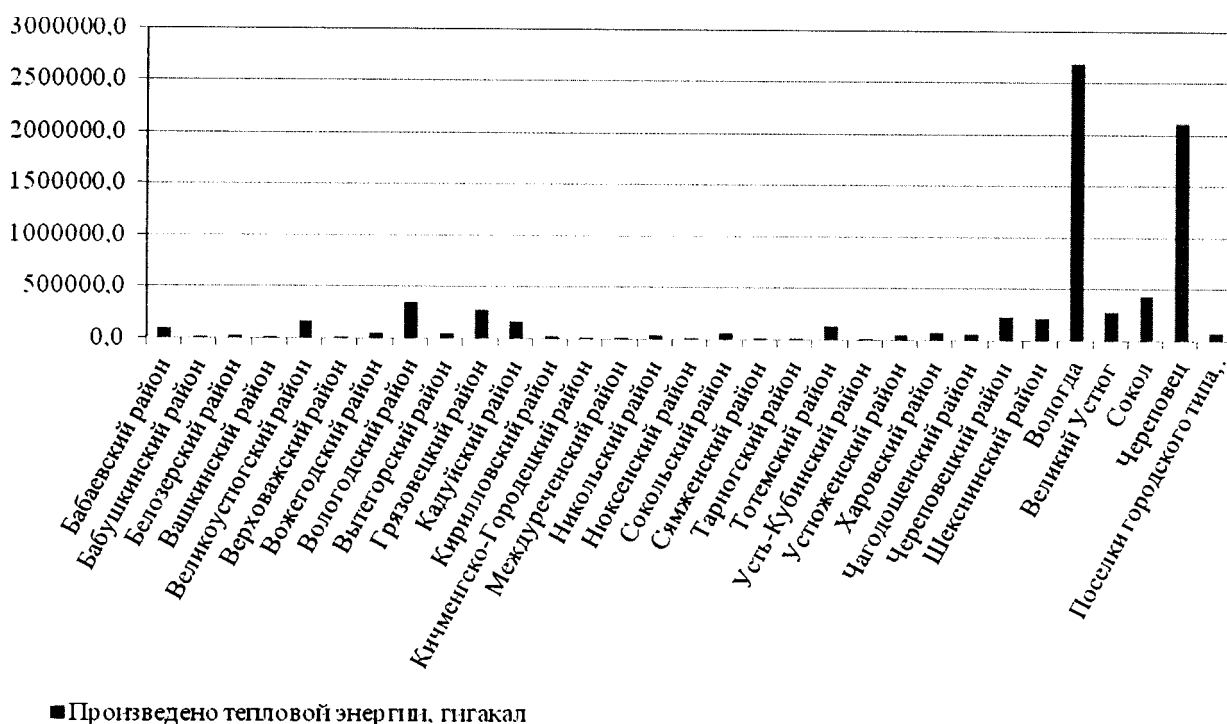


Рисунок 23 – Распределение количества произведенной тепловой энергии котельными по городским округам и районам Вологодской области на 01.01.2015

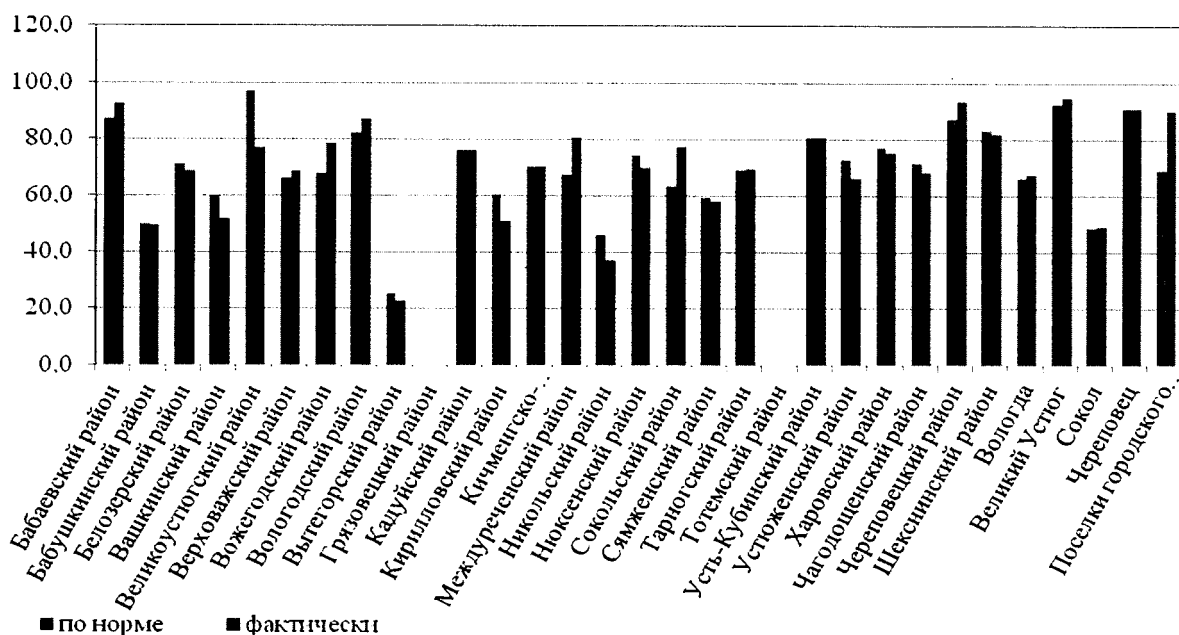


Рисунок 24 – КПД по городским округам и районам Вологодской области

Средний КПД работы котельных в Вологодской области составляет 74,8 %, что соответствует среднему удельному расходу топлива на отпуск тепла с коллекторов котельных – 191,1 Гкал/ч.

Наилучший средний КПД котельных в Бабаевском и Череповецком районах, городах Череповец, Великий Устюг и поселках городского типа подчиненных Администрации г. Вологда, где это показатель превышает 90%.

Ниже 50% КПД котельных расположенных в Бабушкинском, Вытегорском, Никольском районах области и г. Сокол.

Состав основного оборудования котельных муниципального предприятия МУП «Вологдагортеплосеть» и основных поставщиков тепловой энергии г. Вологда представлен, соответственно, в таблицах 30 и 31.

Таблица 30 – Состав основного оборудования котельных муниципального предприятия МУП «Вологдагортеплосеть» на 01.01.2015

№ п.п.	Перечень котельных	Марка котлов	К-во	Год ввода	Мощность котельной, Гкал/ч	Протяженность тепловых сетей от котельной	Вид топлива
1	ул. Прилуцкая, д. 5 (резервная)	ТВГ-1,5 НР-18 ТВГ-1.5	1 2 4	1989 1971 1981	8,62	4,280	газ
2	ул. Энгельса, д. 54а	КВ-ГМ-2,5	2	2007	4,3	2,350	газ
3	ул. Добролюбова, д. 15а	НР-18	8	1998 - 1999	5,03	1,170	газ
4	ул. Комсомольская, д. 7б	НР-18	6	1994 - 2001	3,36	2,020	газ
5	ул. Набережная VI Армии, д. 91а	НР-19	3	1999 2000	1,68	2,140	газ
6	Старое шоссе, д. 5	КВ-ГМ-2.5	3	2006	5,25	2,080	газ
7	ул. Чернышевского, д. 143	ЭПО-108	3	2007	0,3	0,034	электро- энергия
8	ул. Колхозная, д. 71а	КВГ-7.56	3	1992	19,5	10,300	газ
9	ул. Красноармейская, д. 27	ДКВР-6,5-13 ДКВР-10-13 ДЕ 16/14ТМ	2 2 1	1968/05 1983 1986	15	6,290	газ
10	ул. Маяковского, д. 22а	ТВГ-8М	3	1972	24,9	10,400	газ
11	ул. Пролетарская, д. 73а	КВГ-4,65 КВГ-7,56Н	2 2	2002 2005	21	4,480	газ
12	ул. Горького, д. 130а	КВГ-7,56	3	1999	19,5	6,280	газ
13	ул. Горького, д. 99а	ТВГ-8М ТВГ-8	2 1	1974 1974	24,9	7,780	газ
14	ул. Карла Маркса, д. 70	ТВГ-8М ТВГ-8	2 1	1978 1978	24,9	7,010	газ
15	ул. Разина, д. 53б	ТВГ-8М	2	1981	16,6	6,510	газ
16	Пошехонское шоссе, д. 23б	ТВГ-8М	2	1977	32,3	7,110	газ
17	Пошехонское шоссе, д. 36а	КСВ-1,86	3	1994	4,35	2,170	газ
18	ул. Болонина, д. 23а	ТВГ-8М КВЗ- 6,5-ГМ	2 1	1981 2002	30,5	10,970	газ
19	ул. Турундаевская, д. 66/70	Wiessmann	2	2006	0,86	0,125	газ
20	с. Молочное, ул. Ленина, д. 11 (резерв)	ТВГ-1,5	6	1983	9	1,500	газ
21	с. Молочное, ул. Ленина, д. 14	КВГ-6,5	2	1987	13	4,070	газ
22	с. Молочное, ул. Парковая, д. 3	Е-1/9Г КСВ-1-86 КСВ-1,86Г	2 1 1	1994 1985 1986	4,6	5,140	газ

23	ул. Залинейная, д. 23	ПТВМ-30М	2	1981	60	17,920	газ
24	ул. Машиностроительная, д. 19				72,6	6,770	газ

Таблица 31 – Состав основного оборудования котельных поставщиков тепловой энергии  
МУП «Вологдагортеплосеть» на 01.01.2015

№ п.п.	Наименование организации	Перечень котельных	Марка котлов	К-во	Год ввода	Мощность котельной, Гкал/ч	Протяженность тепловых сетей от котельной	Вид топлива
1	Вологодская ТЭЦ ГУ ОАО "ТГК-2" по Верхневолжскому региону	Советский проспект, 141а	паровые: БКЗ-75-39ФБ водогрейные: КВГМ-100	6 4	1955/71 1980/98	582	144,000	газ
2	ООО «Теплосила»	Пошехонское шоссе, д. 18	ТВГ-8 ТВГ-8М ДКВР-4/13	3		25,88	0,742	газ
3	ООО «Совхоз «Заречье»	ул. Чернышевского, д. 118а	КВГМ-4,65-150 КВГМ-7,56-150	3	1988 1997	14,5	1,365	газ
4	Дирекция по теплоснабжению Северной железной Дороги – филиал ОАО «РЖД»	ул. Можайского, д. 15а	ДЕ-10-14	1		25,6	1,710	газ
5	Вологодская дистанция гражданских сооружений, водоснабжения и водоотведения Вологодского отделения «СЖД» - филиал ОАО «РЖД»	ул. Товарная, д. 5а				2	0,093	уголь
6	СХПК Комбинат «Тепличный»	ул. Ярославская, д. 9	ПТВМ-30М ДКВР 20/13 ДКВРв	2 2 1	1985 1972 1972	106	2,840	газ
7	ОАО «Вологодский завод строительных конструкций и дорожных машин»	ул. Набережная VI Армии, д. 201	ЗИОСАБ-500 ДКВР-6,5-13	2 3		10,35	7,500	газ
8	ООО «ЗАПАДНАЯ КОТЕЛЬНАЯ»	Окружное шоссе, д. 13	КВГМ-100 ПТВМ-30М ДКВР 20/13	3 3 3	1990/03 1969/71 1969/97	429	51,300	газ
9	ОАО «Вологодский оптико-механический завод»	ул. Мальцева, д. 54	ПТВМ-30М ДЕ-25-14-225 КВГМ 35-100 ДКВР-20/13ГМ КВГМ 30-150 ДЕ-25-14 ГМ КВГМ 50-150М	1 1 1 2 1 1 2	1980 2010 2005 2003/04 1986 1987 2000/01	230	24,710	газ
10	ОАО «Агрострой-конструкция»	ул. Доронинская, д. 48	ПТВМ-30М ДЕ-25-14-250ГМ ДЕ-25-14-ГМЗ КЕ-10-14-225-Со	2 1 3 2	1983 2002 1979 2003/04	127	11,860	газ
11	МРСУ ОАО «Вологдавтодор»	ул. Ананьинская, д. 58	КВ-ТС-1Р	2	1995	3,2	0,350	газ
12	ЗАО «Вологодский лесохимический завод»	ул. Канифольная	ДКВР 4-13	3	1966	6,72	1,550	газ
13	СП «Вологодский завод ЖБК и СД» СМТ № 5 – филиал	Говоровский проезд, д. 4	ДКВР 6,5/13	4	1981-1996	15,48	1,024	газ



	ОАО «РЖДстрой»							
14	МУП «Ока»	ул. Горького, д. 39а	ДЕ-4-14 ДКВР 2,65/13	1 1	2007 1959	4,79	1,050	газ
15	ОАО «Учебно-опытный молочный завод ВГМХ» имени Н.В. Верещагина	с. Молочное, ул. Панкратова, д. 15	ДКВР 6,5/13 ДКВР 6,5/14	1 1	1977 2008	12,6	0,400	газ
16	ОАО «Стройиндустрия»	ул. Саммера, д. 49	ДКВР 20/13 ДЕ 25/14	2 1	1986 2008	57,6	6,297	газ
17	ОАО ААК «Вологдаагрострой»	ул. Костромская, д. 3а	Vitoplex-100 Vitomax	3 1	2005	8,28	0,420	газ
18	ООО "ТеплоЦентр-Строй"	ул. Гагарина, д 3а				10,75	0,614	газ
19	ПО «Вологодские электрические сети» филиала ПАО «МРСК Северо-Запад»	Пошехонское шоссе, ПС «Вологда-Южная»				0,2		электро-энергия
20	ООО "Теплоисточник"	Московское Шоссе, д. 44				2,58	1,300	газ
21	ООО "Вологодский судостроительный-судоремонтный завод"	ул. Машино-строительная, д. 26				0	0,600	газ
22	ООО "ТеплоЭнергоСбыт"	ул. Возрождения, д. 82а				5	0,100	газ
23	МБУ СО «Дом интернат для престарелых и инвалидов»	котельная дома интерната				0		газ

Суммарная установленная тепловая мощность котельных, обеспечивающих теплоснабжение потребителей г. Вологда составляет 2 101,6 Гкал/ч (39,4 % суммарной установленной тепловой мощности котельных региона), в том числе котельные МУП «Вологдагортеплосеть» – 422,5 Гкал/ч и ведомственные котельные – 1 679,5 Гкал/ч.

Из общего количества котельных агрегатов (155 шт.) преобладают котлы типа НР, ТВГ, КВГ, ДКВР, ПТВМ и КВГМ.

Состав основного оборудования котельных муниципального предприятия МУП «Теплоэнергия» г. Череповец представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Состав основного оборудования котельных муниципального предприятия МУП «Теплоэнергия» на 01.01.2015

№ п.п.	Наименование организации	Перечень котельных	Марка котлов	К-во	Год ввода	Мощность котельной, Гкал/ч	Протяженность тепловых сетей от котельной	Вид топлива
1	ООО "Газпром теплоэнерго Вологда"	котельная № 1 ул. Гоголя, д. 54	ПТВМ-50-1 ДКВР 10/13	3 2		169	51,320	газ
		котельная № 2 ул.	КВГМ-100	2		246	79,169	газ

		Краснодонцев, д. 51	ДКВР 20/13 КВГМ 35-150	1 1				
		котельная № 3 ул. Со- циалистическая, д. 54	ДКВР 4/13 ПТВМ 30М	2 3		102	43,425	газ
		котельная "Северная" Северное шоссе, д. 12	КВГМ-30	3		90	35,156	газ
		котельная "Южная" ул. Рыбинская, д. 61	КВГМ-100	2		200	56,344	газ
		котельная пос. Новые Углы ул. Центральная, д. 27				23,3	3,900	газ
2	МУП "Тепло- энергия"	котельная "Жемчужина мологи"				8	6,081	мазут
3	ПАО "Север- сталь"	котельная "Водогрейная № 2"	Еп-500-140	2	1986		1,100	газ
		котельная ТЭЦ-1	водогр.: ПТВМ-180 паровые: ТП-170-1 ТП-21 БКЗ-210-140- ФД	3 . 3 2 5 .	1952 1956 1958 .	338,4 (от- пуск для нужд го- рода)	3,200	газ

Суммарная установленная тепловая мощность котельных МУП «Теплоэнергия», обеспечивающих теплоснабжение потребителей г. Череповец составляет 1176,7 Гкал/ч (22,1% суммарной установленной тепловой мощности котельных региона).

Из общего количества котельных агрегатов (32 шт.) преобладают котлы типа ДКВР, ПТВМ и КВГМ.

Большинство котельных Вологодской области используют в качестве основного топлива природный газ и твердое топливо (уголь, древесная щепа и др.).

Распределение количества котельных области по видам используемого топлива представлено на рисунке 25.



Рисунок 25 – Распределение котельных Вологодской области по видам используемого топлива

За 2014 год на котельных Вологодской области использовано 1 505,5 тыс. т у.т., в том числе 1065,9 млн куб.м газообразного топлива, 6,916 тыс. т жидкого топлива и 611,0 тыс. т твердого топлива.

Изменение структуры топливного баланса котельных региона в период 2010 – 2042 гг. представлено на рисунке 26.

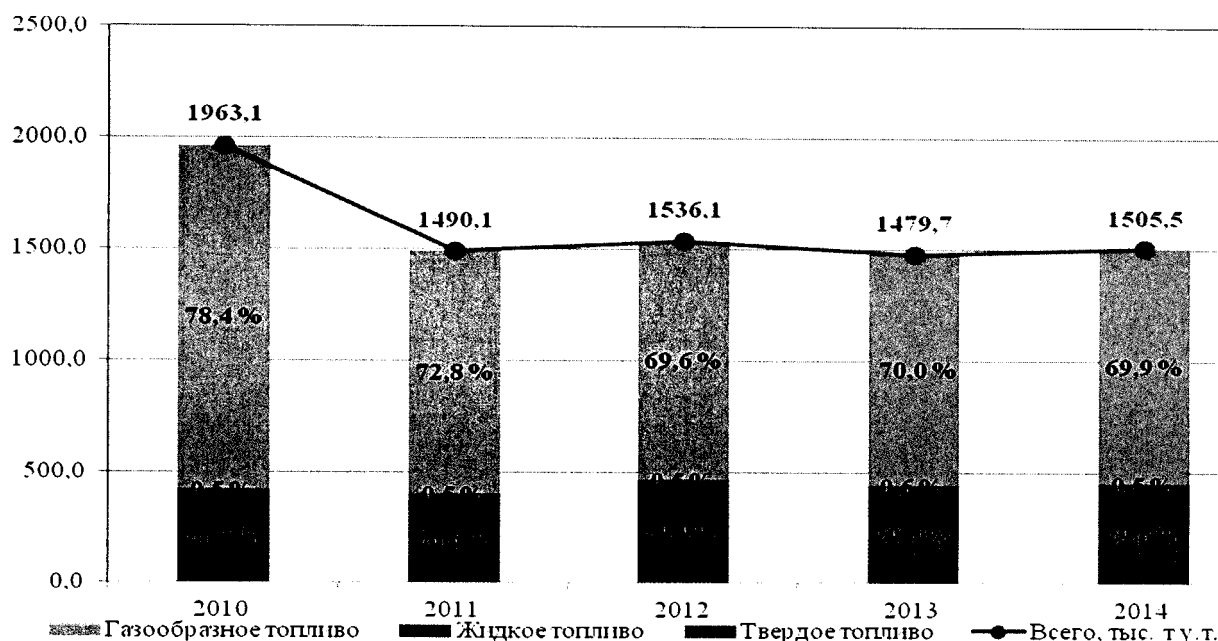


Рисунок 26 – Изменение структуры топливного баланса котельных Вологодской области в период 2010-2014 гг.

В 2010-2012 гг. наблюдается снижение доли газообразного топлива с 78% до 70 % за счет увеличения доли твердого топлива с 21 % до 29 ÷ 30%. В последние три года структура топливного практически не изменяется, доля газообразного топлива составляет 69 ÷ 70%, твердого – 29,4-29,9 %, жидкого – около 0,5 %.

В ближайшие 5 лет следует ожидать сохранения текущей структуры топливного баланса котельных Вологодской области. Динамика годового расхода и среднего удельного расхода условного топлива на котельных области в 2010-2014 гг. представлена на рисунке 27.

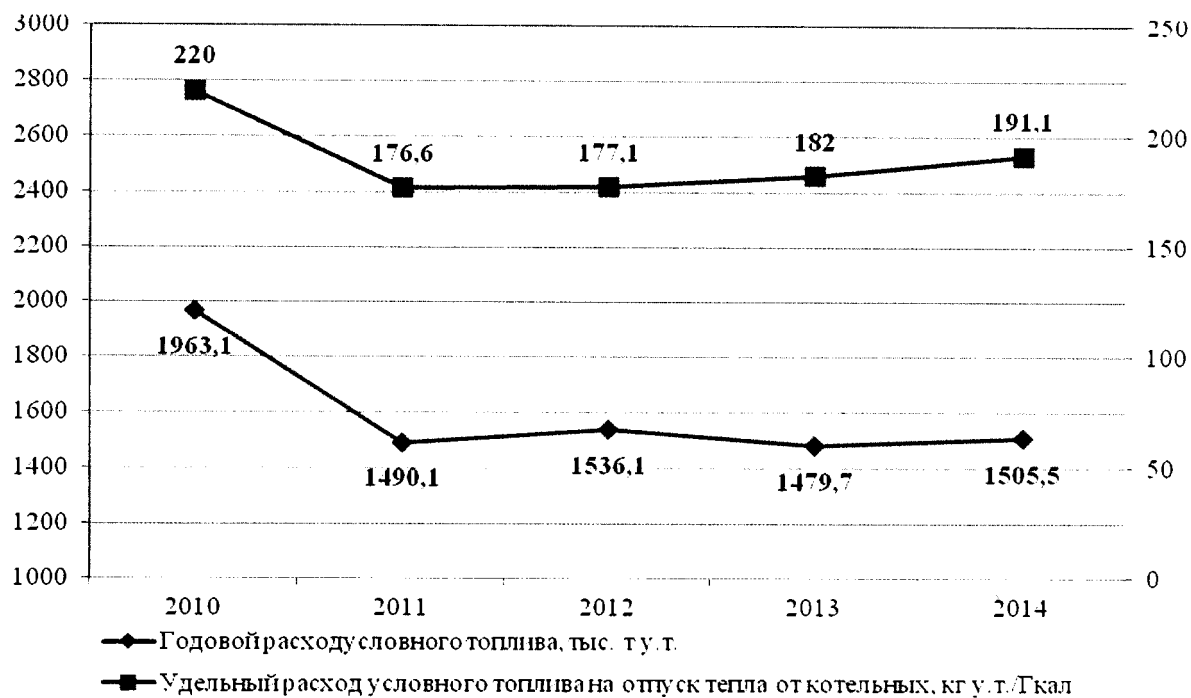


Рисунок 27 – Динамика годового расхода и среднего удельного расхода условного топлива на котельных Вологодской области в 2008-2014 гг.

В 2014 г. годовой расход условного топлива на котельных региона сократился на 23,1% по сравнению с 2010г. Удельный расход условного топлива в 2014 г. также сократился по сравнению с 2010 г. (на 13,1%), при этом в период 2011 – 2014 гг. удельный расход условного топлива ежегодно увеличился и в 2014 году составил 191,1 кг у.т./Гкал.

Дополнительное сдерживание роста потребления топлива в регионе возможно за счет передачи части тепловых нагрузок потребителей котельных на ближайшие к ним ТЭЦ, а также повышения эффективности производства тепла на котельных за счет их технического перевооружения и снижения среднего удельного расхода на газовых котельных до уровня не выше 160 кг у.т./Гкал.

### 1.9 Структура установленной электрической мощности станций на территории Вологодской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с оборудованием станций в последнем году

Установленная мощность электростанций Вологодской области составляет 1932,28 МВт. При этом на долю тепловых электростанций (ТЭС) приходится 98,5% установленной мощности (1906 МВт), а на долю ГЭС, соответственно, 1,5% (26,3 МВт) (рисунок 28).

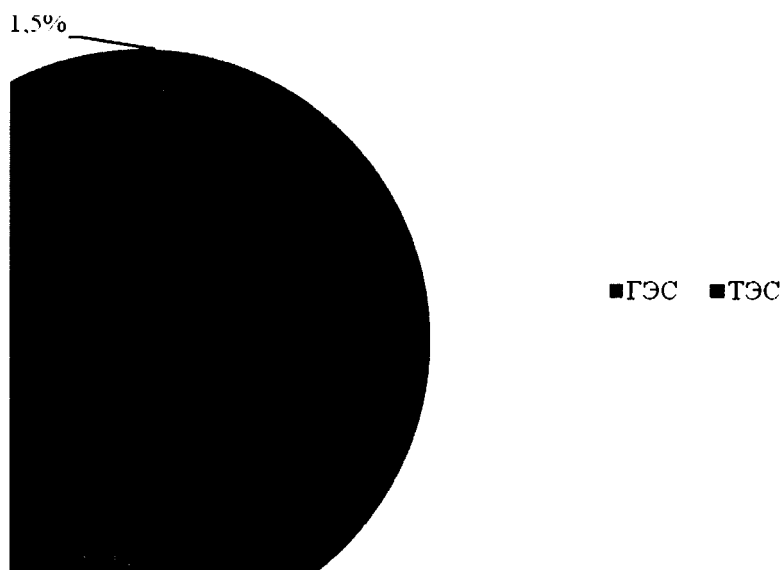


Рисунок 28 – Структура установленной мощности электростанций Вологодской области на 01.01.2016 года.

Структура установленной электрической мощности станций на территории Вологодской области в разрезе электростанций, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с оборудованием станций в последнем отчетном году, приведена в таблице 33.

Таблица 33 – Структура установленной электрической мощности станций в разрезе энергетических компаний, МВт

Наименование электростанции	Генерирующая компания	2014 г.	2015 г.(по состоянию на 01.01.2016)				
			Вво-ды	Де-монт.	Пере-марк.	уст. мощ-ность	% от общего объема
Череповецкая ГРЭС	ОАО «ОГК-2»	1051,6	421,6			1051,6	54,42%
Вологодская ТЭЦ	ОАО «ТГК-2»	136,1	102,1			136,1	7,04%

Наименование электростанции	Генерирующая компания	2014 г.	2015 г.(по состоянию на 01.01.2016)				
			Вво-ды	Де-монт.	Пере-марк.	уст. мощ-ность	% от общего объема
ТЭЦ ПВС	ПАО «Северсталь»	286				286	14,80%
ТЭЦ ЭВС-2	ПАО «Северсталь»	160				160	8,28%
ГУБТ	ПАО «Северсталь»	45				45	2,33%
УЭС ТСЦ	ПАО «Северсталь»	16				16	0,83%
ЭСН КС-15	Нюксенское ЛПУ МГ, филиал ООО «Газ-пром трансгаз Ухта»	7,5				7,5	0,39%
ТЭЦ «ФосАгро-Череповец»	АО «ФосАгро-Череповец»	102				102	5,28%
ГТЭС «ФосАгро-Череповец»	АО «ФосАгро-Череповец»	32				32	1,66%
Красавинская ГТ ТЭЦ	ГЭП «Вологдаоб-лкоммунэнерго»	63,8				63,8	3,30%
ПМ ТЭЦ «Белый ручей»	ОАО ПМ ТЭЦ «Бе-лый ручей»	6				6	0,31%
ШГЭС	ГБУ «Волгобалт»	24				24	1,24%
Вытегорская ГЭС (ГЭС 31,32)	ГБУ «Волгобалт»	2,3			0,3	2,3	0,12%
Итого МВт:		1932,28				1932,28	100,00 %

Как видно из таблицы 33, основная доля установленной электрической мощности энергосистемы приходится на станции Череповецкого энергоузла – 1692,6 МВт или 87,5%. Суммарная установленная мощность электростанций Вологодской области за рассматриваемый период не изменилась.

Следует отметить, что в таблице 33 не рассматриваются объекты генерации электрической энергии, находящиеся на территории Вологодской области, которые используются собственниками только в целях производства электроэнергии для собственных нужд и, соответственно, не учитываются ОАО «СО ЕЭС» в балансах электрической энергии и мощности. К таким объектам относятся следующие источники, расположенные на промышленных предприятиях области:

- ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура» – 24 МВт.
- ТЭЦ ОАО «Вологодский ОМЗ» – 5,3 МВт.
- ТЭЦ ОАО «Великоустюгский ФК Новатор» – 3 МВт.
- ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция» – 2,1 МВт.
- ТЭЦ ООО «Харовсклеспром» – 0,75 МВт.
- ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК» – 24 МВт

Структура установленной электрической мощности электростанций Вологодской области в разрезе компаний в 2015 году представлена на рисунке 29.

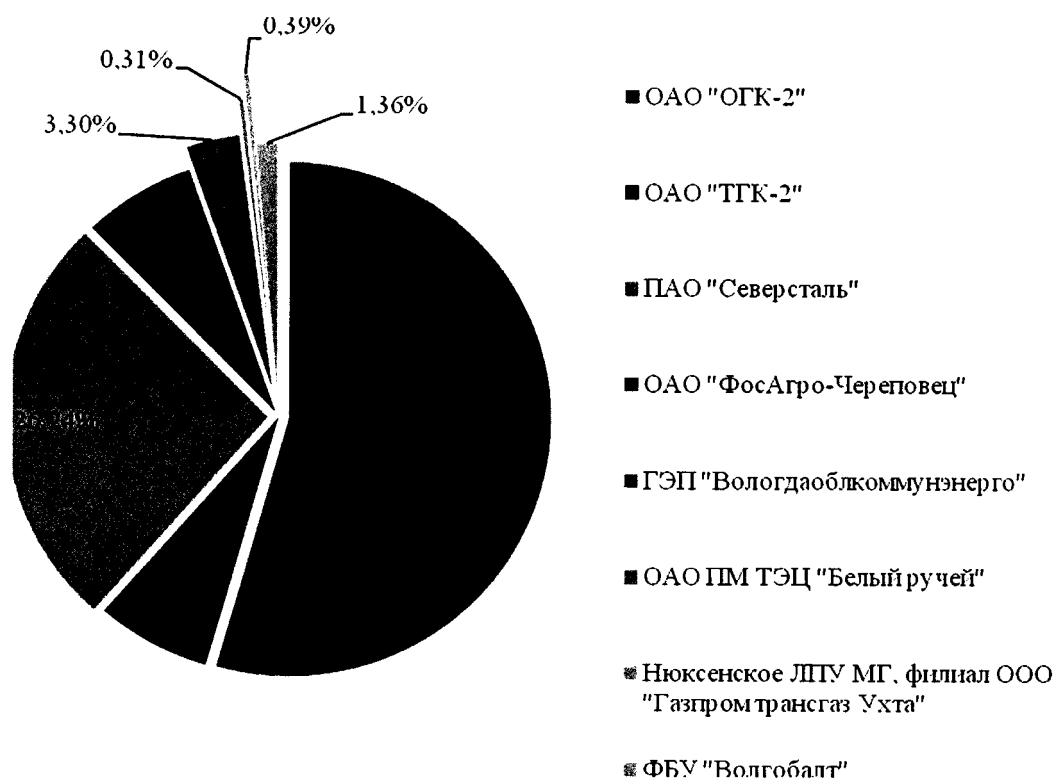


Рисунок 29 – Структура установленной электрической мощности электростанций Вологодской области в разрезе компаний в 2015 году, МВт.

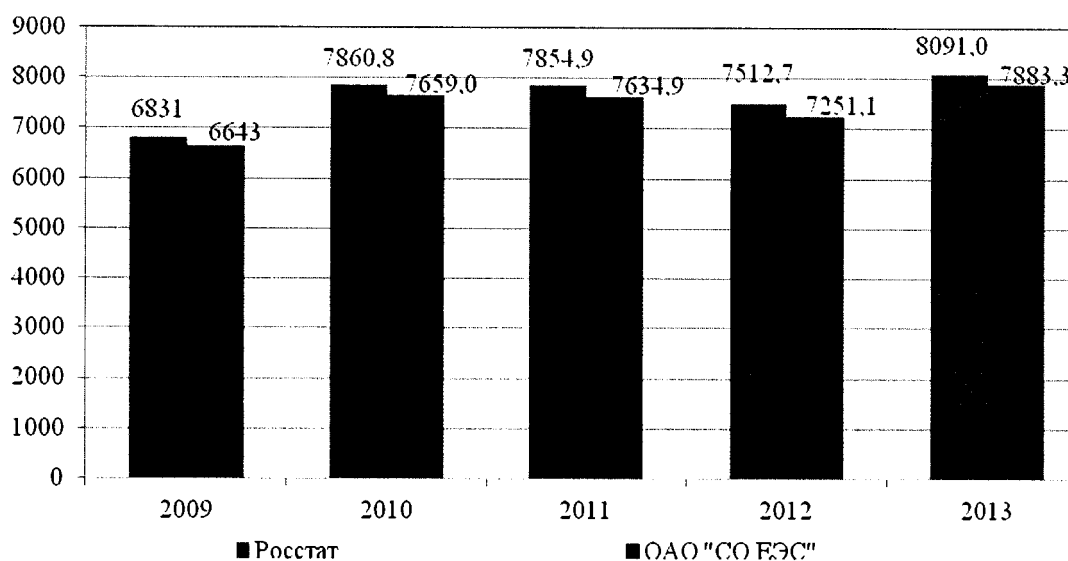
Как видно из приведенных данных, наиболее крупной по величине установленной мощности генерирующей компанией Вологодской энергосистемы является ОАО «ОГК-2», осуществляющая эксплуатацию Череповецкой ГРЭС, установленная мощность которой составляет 1051,6 МВт или 54,4% от суммарной установленной мощности всех генерирующих источников, расположенных на территории области.

В производственные активы второй по величине установленной электрической мощности компании области – ПАО «Северсталь» – входят 4 объекта осуществляющих выработку электрической энергии: ТЭЦ ПВС, ТЭЦ ЭВС-2, ГУБТ и УЭС ТСЦ, суммарная электрическая мощность которых составляет 507 МВт (или 26,2% от суммарной установленной мощности всех генерирующих источников).

### 1.10 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В 2015 году по данным Вологодского РДУ ОАО «СО ЕЭС» в Вологодской области было произведено 10640,7 млн кВт·ч электроэнергии; по сравнению с 2014 годом производство электроэнергии увеличилось на 1525,5 млн кВт·ч или на 16,7%.

Ниже приведена динамика производства электроэнергии в Вологодской области с 2009 по 2013 год на основании информации ОАО «СО ЕЭС» и Росстата (рисунок 30). Разница между данными ОАО «СО ЕЭС» с данными Росстата по годам рассматриваемого периода колеблется от 188 до 262 млн кВт·ч. Это вызвано особенностями учета производимой электроэнергии, применяемого данными организациями.



По данным ОАО «СО ЕЭС» и Росстата [1]

Рисунок 30 – Динамика производства электроэнергии на территории Вологодской области за период 2009-2013 гг., млн.кВт.ч.

Вместе с тем, как данные ОАО «СО ЕЭС», так и данные Росстат показывают, что производство электроэнергии станциями Вологодской области покрывает примерно 53-78% потребности региона в электроэнергии, причем максимум собственной обеспеченности на рассматриваемом периоде был достигнут в 2015 г. и составил 78,2% (по данным ОАО «СО ЕЭС»).



В таблице 34 на основе данных ОАО «СО ЕЭС» приведена динамика и структура производства электроэнергии в Вологодской области по типам электростанций в 2010-2015 гг.

Таблица 34 – Структура производства электроэнергии в Вологодской области по типам электростанций в 2010-2015 гг., млн кВтч.

Тип элек- тро- стан- ции	2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	Про- изво- дство	При- рост, %	Про- изво- дство	При- рост, %	Про- изво- дство	При- рост, %	Про- изво- дство	При- рост, %	Про- изво- дство	При- рост, %	Произ- во- дство	При- рост, %
Всего	7659, 0	15,3	7634, 9	-0,3	7251, 1	-5,0	7883, 3	8,7	9115, 2	15,6	10640, 7	16,7
ТЭС	7548, 1	16,5	7535, 2	-0,2	7113, 8	-5,6	7778, 8	9,3	9021, 3	16,0	10537, 7	16,8
ГЭС	110,9	-32,9	99,7	-10,1	137,3	37,7	104,5	-23,9	93,9	-10,1	103,0	9,7

**1.11 Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к собственникам с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт**

В таблице 35 приведены данные о структуре установленной электрической мощности электростанций в разрезе энергетических компаний Вологодской области с выделением информации о типе установленного генерирующего оборудования.

Таблица 35 – Состав оборудования электростанций Вологодской области, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Генерирующая компания	Тип турбины	Уст. электрическая мощность, МВт
<b>ПАО «ОГК-2»</b>	<b>Череповецкая ГРЭС</b>	
	К-210-130	210
	К-210-130	210
	К-210-130	210
	SGT5-4000F, SST5-3000	421,6
	Всего по станции	1051,6
<b>ОАО «ТГК-2»</b>	<b>Вологодская ТЭЦ</b>	
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-3,4/1,0	12
	Р-12-35/5М	10
	PG6111FA	77
	Т 28/35-8.8/0.1	25,1
	Всего по станции	136,1
<b>ГЭП «Вологдаоблкомун-энерго»</b>	<b>Красавинская ГТ ТЭЦ</b>	
	TURBOMACH TITAN-T130S	14,4
	TURBOMACH TITAN-T130S	14,4
	TURBOMACH TITAN-T130S	14,4
	SIEMENS SST-300	20,6
	Всего по станции	63,8
<b>ПАО «Северсталь»</b>	<b>ТЭЦ ГУБТ</b>	
	ГУБТ-8	8
	ГУБТ-12	12
	ГУБТ-25	25
	Всего по станции	45
	<b>ТЭЦ ПВС</b>	
	Р-6-2	6
	ПТ-25-3	25
	ПТ-30-90-10	30
	С10-Р12-Е	25
	ПТ-60-90/13	50

	T-60-130	50
	T-100-130	100
	Всего по станции	286
	<b>ТЭЦ ЭВС-2</b>	
	ПТ-80-130/13	80
	ПТ-80-130/13	80
	Всего по станции	160
	<b>УЭС ТСЦ</b>	
	P 4-35/15M	4
	ПТ 12-35/10M	12
	Всего по станции	16
<b>АО «ФосАгро-Череповец»</b>	<b>ТЭЦ ФосАгро-Череповец</b>	
	ПТ-12-35/10M	12
	ПТ-12-35/10M	12
	P-12-35/5M	12
	P-12-35/5M	12
	ПТ-12/13-3,4/1,0	12
	ПТ-30/35-3,4/1,1	30
	ПТ-12-3,4/0,6	12
	Всего по станции	102
	<b>ГТЭС ФосАгро-Череповец</b>	
	LM 2500+G4 DLT	32
	Всего по станции	32
<b>ШРГСнС - филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»</b>	<b>Шекнинская ГЭС</b>	
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	Всего по станции	24
<b>ОАО «ПМ-ТЭЦ «Белый ручей»</b>	<b>ТЭЦ «Белый ручей»</b>	
	П-6-3,4/0,5-1	6
	Всего по станции	6
<b>ЭСН КС -15 Нюксенского ЛПУ МГ</b>	<b>ЭСН КС -15 Нюксенского ЛПУ МГ</b>	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	Всего по станции	7,5

Как можно видеть из таблицы 35, основную долю в структуре установленной мощности электростанций Вологодской области занимают конденсационные и теплофикационные паросиловые установки. Их совокупная мощность составляет 1169 МВт или 60,5% от суммарной установленной

мощности электрогенерации Вологодской области. Доля наиболее современных теплофикационных парогазовых установок составила 30,4%.

Интересно отметить, что конденсационные установки используются только на Череповецкой ГРЭС.

### 1.12 Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет

Потребность Вологодской области в электрической энергии (мощности) обеспечивается как собственной выработкой электрической энергии ТЭС и ГЭС Вологодской энергосистемы, доля которой составляет около 78% (по состоянию на 01.01.2016) от электропотребления, так и перетоком электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» из соседних энергосистем.

Совмещенный с ОЭС Центра максимум нагрузки Вологодской области в 2015 году составил по данным ОАО «СО ЕЭС» 1893 МВт, что составляло около 5,2% от общего потребления ОЭС Центра.

Величина собственного максимума нагрузки энергосистемы в 2015 году составила 1944 МВт, снизившись на 4% по сравнению со значением предыдущего отчетного периода. При этом за рассматриваемый период наибольшая собственная нагрузка энергосистемы была зафиксирована по данным Вологодского РДУ в 2011 году и составила 2075 МВт, что превышает величину 2015 года на 6,7%.

Балансы мощности Вологодской энергосистемы на час прохождения совмещенного с ОЭС Центра максимума нагрузки за период 2010-2015 гг. представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Балансы мощности Вологодской ЭС за 2010-2015 гг., МВт

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Совмещенный с ОЭС Центра максимум нагрузки	1963,0	1893,0	1961,0	1916,0	1954,0	1893,0
Собственный максимум нагрузки ЭС	2007,0	2075,0	1982,0	1950,0	2025,0	1944,0
Установленная мощность на конец года	1349,0	1412,8	1412,8	1400,8	1932,3	1932,3
Генерация:						
на час совмещенного максимума	1179,0	959,0	1199,0	1082,0	1320,1	1121,9
на час собственного максимума	1104,0	1004,0	1179,0	1090,6	1285,0	1225,0
Фактический резерв мощности на час совмещенного максимума	12	224	22	217	12,1	52,5
То же в % от совмещенного	0,61	11,83	1,12	11,33	0,62	2,77

максимума						
Сальдо перетоков:						
на час совмещенного максимума	784,0	934,0	762,0	834,0	633,9	771,1
на час собственного максимума	903,0	1071,0	803,0	859,4	740,0	719,0

Приведенные в таблице 36 данные позволяют сделать следующие выводы:

- За рассматриваемый период наибольшее значение совмещенного с ОЭС Центра максимума нагрузки отмечено в 2010 году и составило 1963 МВт, минимальное значение при этом отмечено в 2011 и 2015 годах – 1893 МВт.
- Относительно 2010 года совмещенный максимум нагрузки Вологодской ЭС к 2015 году снизился с 1963,0 МВт до 1893,0 МВт (-3,6%).
- Собственный максимум нагрузки Вологодской энергосистемы за рассматриваемый период 2010-2015 годов отмечен небольшим падением на 3,2% к уровню 2010 года.
- Установленная мощность электростанций Вологодского региона на конец года в период с 2010 по 2015 гг. значительно увеличилась. Прирост установленной мощности составил 583,3 МВт (+43,2%), при этом в 2015 году величина суммарной установленной мощности не изменялась.
- Фактический резерв мощности в Вологодской энергосистеме за анализируемый период 2010-2014 годов изменялся существенно (в пределах от минимального значения 2010 года – 0,6% до максимального уровня в 2011 году – 11,8% от величины совмещенного максимума нагрузки энергосистемы с ОЭС Центра). В 2015 году резерв мощности составил 2,8% от величины совмещенного максимума нагрузки.
- В Вологодской энергосистеме за рассматриваемый период отмечается дефицит мощности, имеющий тенденцию к сокращению в связи с увеличением установленной мощности электростанций. Основными поставщиками мощности в Вологодскую энергосистему являются Тверская, Костромская и Ленинградская энергосистемы. Из Вологодской энергосистемы мощность выдается в Архангельскую, Ярославскую и Карельскую энергосистемы.

Баланс электроэнергии Вологодской энергосистемы представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Баланс электроэнергии Вологодской энергосистемы за 2010-2015 гг.

Год	Электропотребление по территории энергосистемы, млн кВт·ч	Производство электроэнергии на территории энергосистемы, млн кВт·ч	Дефицит (-), млн кВт·ч
2010	13 606,418	7 659,036	-5 947,382
2011	13 599,151	7 634,920	-5 964,231
2012	13 531,817	7 251,115	-6 280,702
2013	13 422,700	7 883,338	-5 539,362
2014	13 531,532	9 115,237	-4 416,295
2015	13 611,254	10640,674	-2970,58

Как видно из приведенных данных, Вологодская энергосистема за период 2010-2015 годов является дефицитной как по мощности, так и по электропотреблению. Дефицит электроэнергии в энергосистеме за рассматриваемый период изменялся в пределах от 21,8% в 2015 г. до 46,4% в 2012 г., при этом в 2013-2015 гг. данная величина снизилась практически вдвое, что объясняется вводом оборудования (в первую очередь блоков ПГУ мощностью 420 и 102,1 МВт) на Череповецкой ГРЭС и Вологодской ТЭЦ.

Из таблицы 37 также видно, что в период 2010-2013 годов Вологодская энергосистема характеризовалась устойчивой динамикой снижения величины электропотребления – снижение составило 1,4% к уровню 2010 года. Однако в последующие годы потребление электроэнергии в Вологодской энергосистеме отмечался рост потребления электрической энергии со среднегодовым значением прироста в 0,7%; в итоге значение электропотребления в 2015 г. незначительно превысило уровень 2010 г.

Динамика изменения основных показателей режима электропотребления Вологодской энергосистемы представлена на рисунке 31 и в таблице 38.

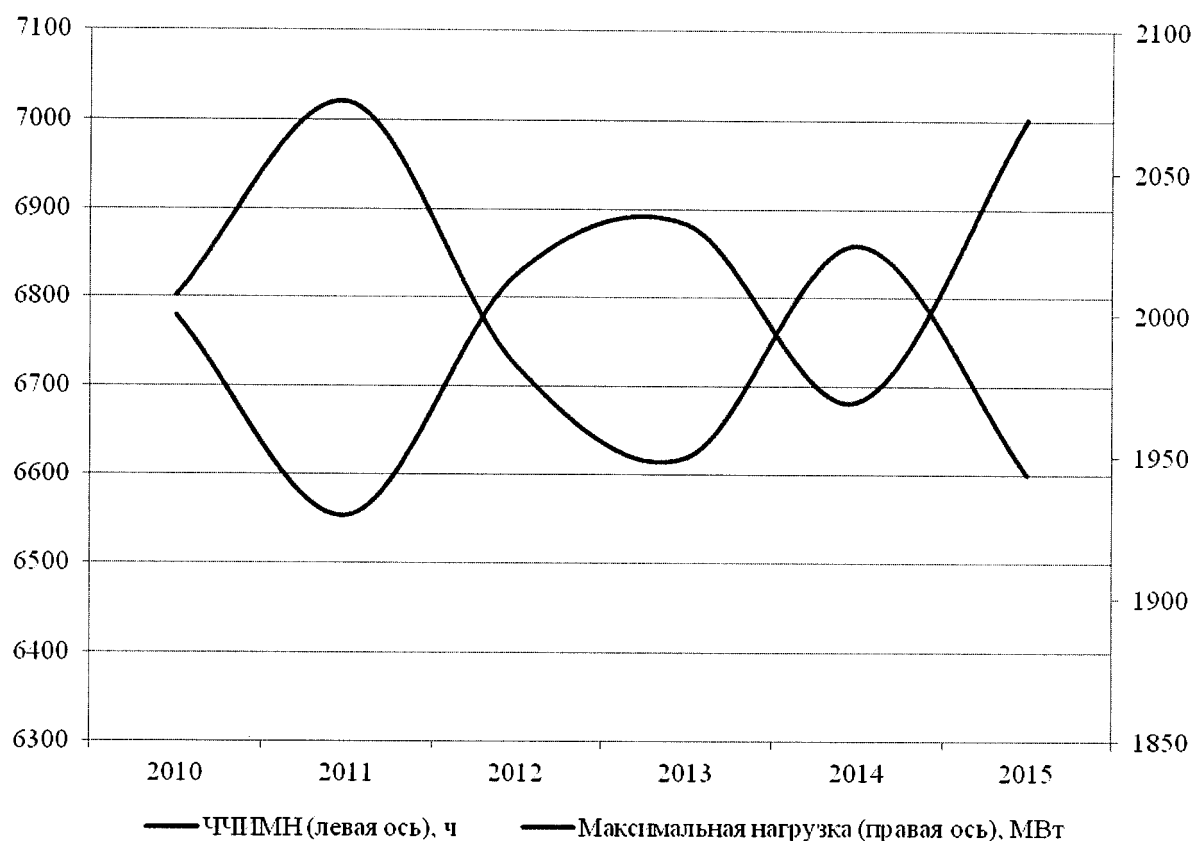


Рисунок 31 – Динамика изменения основных показателей режима электропотребления Вологодской энергосистемы в период 2010-2015 гг.

Таблица 38 – Значения показателей работы Вологодской энергосистемы в период 2010-2015 гг.

№	Наименование показателей	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Электропотребление, млн кВт·ч	13606,4	13599,2	13531,8	13422,7	13531,5	13611,3
2	Потребление на час собственного максимума, МВт	2007,0	2075,0	1982,0	1950,0	2025,0	1944
3	ЧЧИМН, ч	6779,5	6553,8	6827,4	6883,4	6682,2	7001,7

Несмотря на преобладание промышленности в структуре электропотребления Вологодской ЭС, собственный максимум нагрузки энергосистемы и число часов использования максимальной нагрузки (ЧЧИМН) за период 2010-2014 гг. являются весьма волатильными. Подобное явление может объясняться тенденцией увеличения доли электропотребления, приходящейся на бытовой сектор и предприятия непроизводственной сферы (сектор ОКВЭД «Прочие виды деятельности,



включая сферу услуг»): графики нагрузки описанных потребителей характеризуются значительной неравномерностью.

На рисунке 32 представлены годовые графики месячных значений электропотребления Вологодской области.

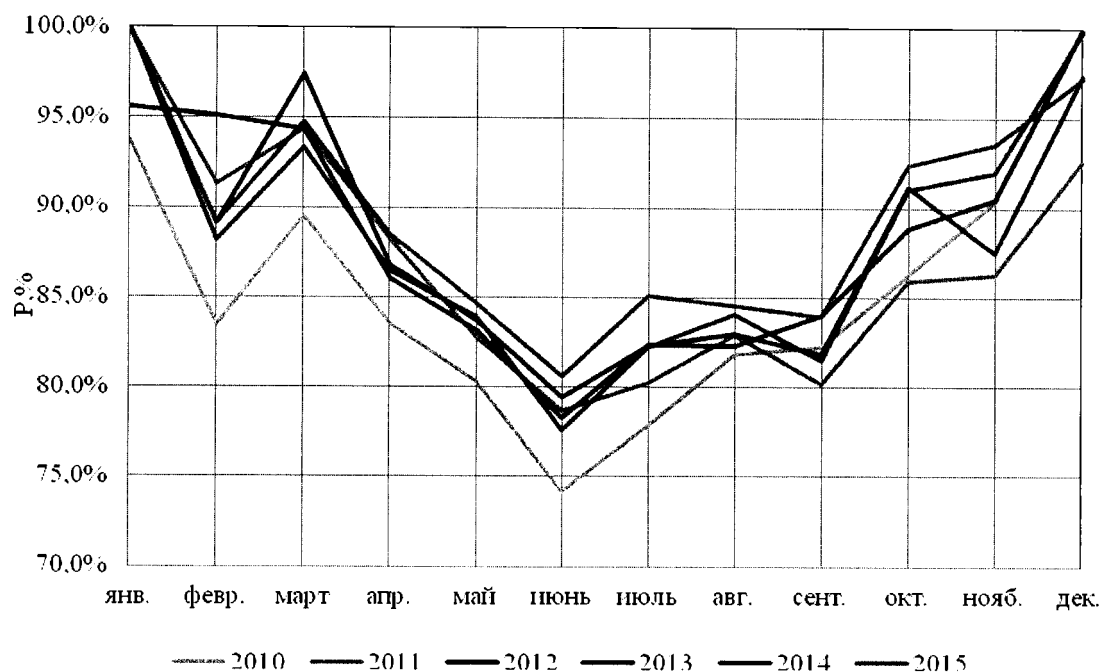


Рисунок 32 – Годовые графики месячных значений электропотребления Вологодской энергосистемы.

В рассматриваемом периоде характерным значением снижения электропотребления в летний период являлось 14,9-22,0% от максимального месячного потребления. При этом максимальная неравномерность месячных нагрузок отмечается в 2010 году – 26%, что объясняется влиянием экономического кризиса, которое еще явно чувствовалось в обрабатывающем секторе промышленности области. В 2013 году неравномерность месячных нагрузок снизилась до уровня 21%, а в 2015 – до 19,4%, что является наименьшим значением за рассматриваемый период.

Данные выводы подтверждаются представленными в таблице 39 значениями коэффициентов неравномерности суточных графиков нагрузки потребителей Вологодской энергосистемы в период 2010-2014 годов.

Проводя анализ представленных в таблице 39 коэффициентов неравномерности суточных графиков нагрузки, можно видеть, какие изменения претерпевали

в посткризисное время суточные графики нагрузки потребителей Вологодской энергосистемы.

Таблица 39 – Значения коэффициентов неравномерности и коэффициентов заполнения суточных графиков по потреблению Вологодской энергосистемы в период 2010-2014 гг.

Коэффициенты неравномерности суточных графиков нагрузки Вологодской энергосистемы												
Год	январ.	февр.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сентя.	окт.	нояб.	дека.
2014	0,845	0,866	0,886	0,887	0,877	0,856	0,874	0,879	0,859	0,865	0,848	0,857
2013	0,855	0,860	0,868	0,878	0,863	0,856	0,860	0,867	0,846	0,855	0,843	0,863
2012	0,851	0,860	0,872	0,872	0,879	0,868	0,874	0,862	0,861	0,867	0,842	0,857
2011	0,850	0,861	0,868	0,873	0,865	0,872	0,847	0,887	0,863	0,856	0,854	0,853
2010	0,846	0,848	0,867	0,874	0,854	0,881	0,874	0,872	0,870	0,849	0,856	0,848

### 1.13 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет

К основным показателям энергоэффективности относятся:

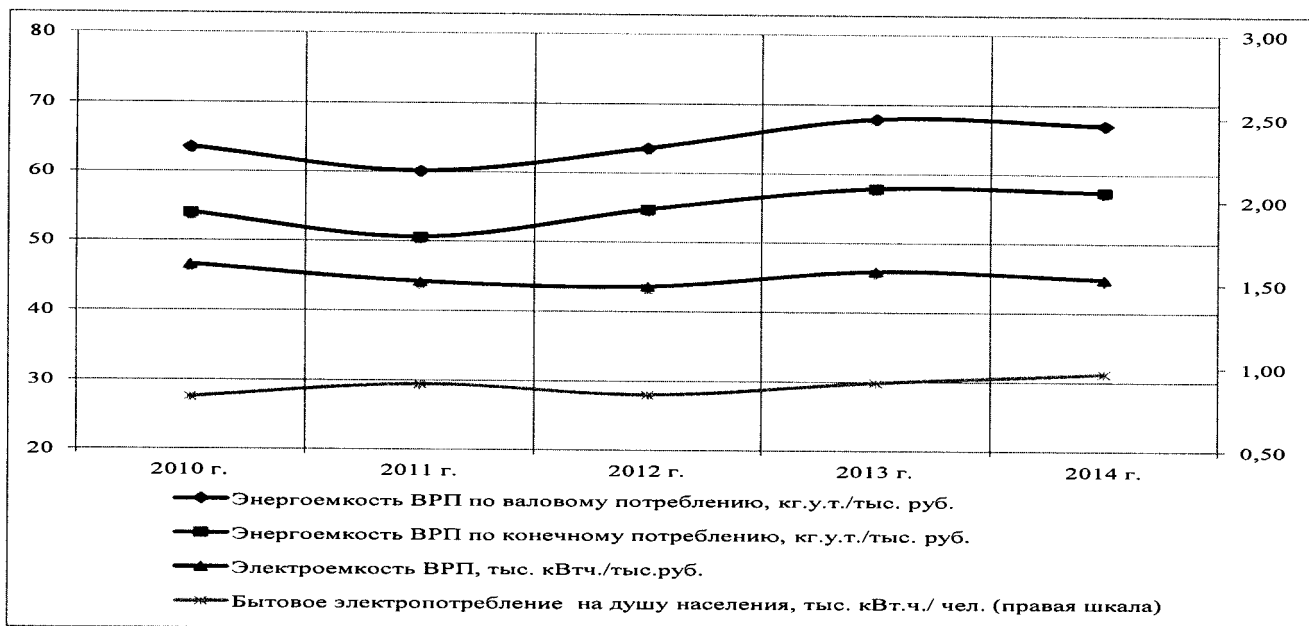
- Энергоемкость ВРП (т у.т./млн руб.) – отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к ВРП.
- Электроемкость ВРП (тыс.кВт.ч/млн руб.) – отношение величины потребления электрической энергии к ВРП в определенном году.
- Потребление электрической энергии на душу населения (тыс. кВт.ч/чел.) – показатель, характеризующий уровень валового потребления электроэнергии населением в определенном году.

Данные по динамике значений показателей энергоемкости ВРП по первичному и конечному потреблению энергоресурсов, электроемкости ВРП, потреблению электрической энергии по Вологодской области за период 2010 – 2014 гг. на душу населения представлены в таблице 40 и на рисунке 33.

Таблица 40 – Динамика основных показателей энергоемкости Вологодской области за 2010-2014 гг.

Показатели	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Энергоемкость ВРП по первичному потреблению, т.у.т./млн руб.	63,55	60,16	63,60	67,93	67,07
Энергоемкость ВРП по конечному потреблению, т.у.т./млн руб.	54,02	50,57	54,71	57,85	57,39
Электроемкость ВРП, тыс. кВт.ч/тыс. руб.	46,56	44,19	43,61	45,89	44,83
Потребление электрической энергии на душу населения, тыс. кВт.ч/чел.	0,82	0,87	0,89	0,91	0,97

Рисунок 33 – Динамика основных показателей энергоемкости Вологодской области за 2010-2014 гг.



Как можно видеть на рисунке 33, с 2010 года изменения энергоемкости ВРП и электроемкости ВРП происходили как в большую, так и в меньшую сторону.

В 2014 г. величина энергоемкости ВРП по валовому потреблению (ЭВРПВ) уменьшилась по сравнению с 2013 г. на 1,3%. Энергоемкость ВРП по конечному потреблению (ЭВРПК) снизилась почти на 0,8%. Кроме того, в 2014 г. произошло снижение электроемкости ВРП на 2,3% относительно значения 2013 г. С 2010 г. происходит постепенный рост душевого потребления электрической энергии в бытовом секторе. За указанные годы он составил почти 19%. Данный факт может быть следствием роста энерговооруженности населения в Вологодской области.

#### **1.14 Единый топливно-энергетический баланс Вологодской области за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД**

Топливо-энергетические балансы Вологодской области за 2010-2014 гг. представляют собой таблицы, в которых в едином топливном эквиваленте (тоннах условного топлива) отражены взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок, распределения и использования конечными потребителями основных видов энергетических ресурсов. К ним относятся:

- уголь и продукты его переработки – кокс металлургический, орешек коксовый, мелочь коксовая, а также доменный и коксовый и другие отходящие газы металлургических процессов (в балансе эти энергоресурсы объединены в группу «Уголь»);
- различные продукты переработки нефти – бензины, керосины, дизельные топлива, мазуты, углеводородные газы, в том числе сжиженные и прочее («Нефтепродукты»);
- природный газ, включая попутный нефтяной газ («Природный газ»);
- прочие виды горючих энергоресурсов, в том числе возобновляемые, – торф и торфобрикеты, древесина топливная, древесные топливные гранулы (пеллеты), отходы деревообрабатывающего производства, твердые бытовые отходы и т.п. («Прочие виды топлива»);
- энергия потока водных масс («Гидроэнергия»);
- электрическая энергия;
- тепловая энергия.

Балансы разработаны в соответствии с международными стандартами и в формате, используемом Международным энергетическим агентством (МЭА) и Евростатом, то есть с выделением следующих основных разделов:

- поставки первичных энергоресурсов и их эквиваленты;
- преобразование энергоресурсов (сектор трансформации);
- потери энергоресурсов при распределении;
- конечное потребление.

## Поставки первичных энергоресурсов и их эквиваленты

В разделе отражается поступление первичных, т.е. напрямую добытых или уловленных из природных источников, энергоресурсов и их преобразованных (переработанных) эквивалентов для преобразования в другие виды энергии и конечного потребления. Валовые поставки энергоресурсов представляют собой алгебраическую сумму следующих показателей: производство первичной энергии, сальдо экспорта-импорта и изменение запасов энергоресурсов (со знаком минус в случае их прироста).

Первичные энергоресурсы Вологодской области представлены гидроэнергией (около 12 тыс. тут или 95 млн. кВт.ч в 2014 г.), а также возобновляемым органическим топливом. Довольно широко используются топливная древесина, щепа, пеллеты. Последние являются продуктом переработки древесных материалов. В целом в регионе по данным Росстата производится около 500 тыс.тут горючих возобновляемых энергоресурсов, из них более 40% экспортируется.

В то же время основные виды первичных энергоресурсов – уголь и природный газ поставляются из-за пределов области. Кроме того, импортируются нефтепродукты и в отдельные годы до 50% потребляемой электроэнергии (в 2014 г. – 36%). Поскольку точные данные о ввозе и вывозе этих энергоресурсов отсутствуют (в том числе и по электроэнергии, так как ошибки в статистическом отчете «Электробаланс», указанные в разделе 4, не позволяют полностью опираться на приведенные в нем оценки), сальдо их экспорта-импорта соответствует полному потреблению с учетом запасов. При этом статистическое расхождение между валовыми поставками и валовым потреблением нулевое.

Отметим, что в течение рассматриваемого периода, значения по строке «Сальдо экспорта-импорта» для всех энергоресурсов положительны. Согласно логике ТЭБ это означает, что регион импортирует топливо, в том числе все основное первичное, и энергию, и он является зависимым от этих внешних поставок.

Далее, предполагается, что тепловая энергия вырабатывается вблизи от мест ее потребления, следовательно, ее экспорт и импорт равны нулю, как и для

гидроэнергии, движение которой возможно только после трансформации в электрическую энергию непосредственно в месте получения.

Валовые поставки энергоресурсов, скорректированные на величину статистического расхождения, соответствуют валовому (полному) потреблению. Значения по статье «Полное потребление» представляют собой совокупность величин расхода энергоресурса в секторе «Преобразование», потерь при распределении и конечного потребления. Выработка приводится с отрицательным знаком во избежание двойного счета при отражении процессов переработки первичных энергоресурсов во вторичные.

Полное (валовое) потребление энергии в Вологодской области в 2014 г. составило 19437 тыс т у.т., что на 16,5% выше уровня 2010 г (16678 тыс. т у.т.) – рисунок 34.

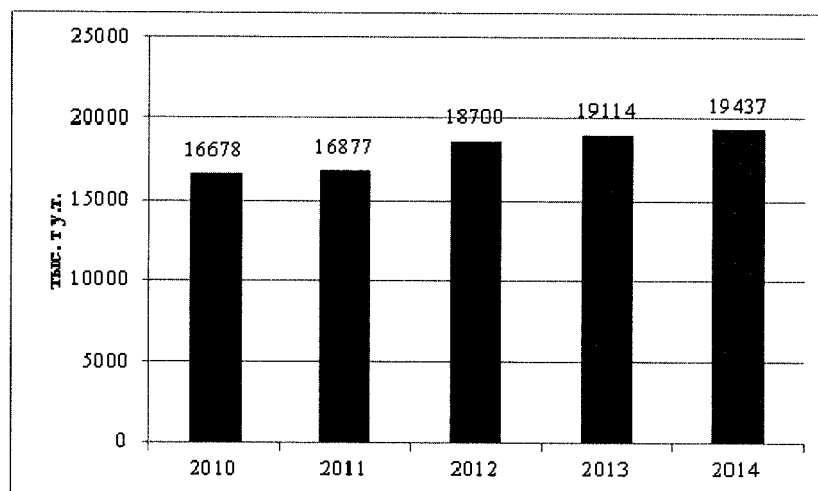


Рисунок 34 – Динамика валового энергопотребления Вологодской области в 2010-2014 гг.

#### Преобразование энергоресурсов и потери при распределении

В Вологодской области деятельность в сфере преобразования энергоресурсов осуществляется предприятиями электро- и теплоэнергетики, а также других отраслей промышленности, имеющими на балансе котельные и турбинные электростанции. Среди последних: ОАО «Великоустюгский ФК Новатор», ОАО «Агростройконструкция», АО «Вологодский оптико-механический завод», ООО «Вологодская бумажная мануфактура», АО «ФосАгро-Череповец», ООО «Сухоносский ЦБК», а также ПАО «Северсталь», которое осуществляет также производство кокса и других продуктов переработки угля.



В балансе эти процессы отражены в соответствующих строках, при этом объемы первичного переработанного энергетического сырья указываются со знаком минус, а выход преобразованных энергоресурсов приводится в соответствующих графах со знаком плюс. Производство кокса отражается в ТЭБ только по графе уголь, поскольку и уголь для коксования, и полученный в результате кокс (включая коксовый орешек и мелочь) относятся к данной укрупненной группе энергоресурсов.

Графа «Всего» позволяет оценить эффективность использования энергии. Однако, указанные в ней положительные значения по строкам "Тепловая энергия: все источники» и "в т.ч. электростанции" обусловлены лишь тем, что расчетный метод, традиционно применяемый на предприятиях электроэнергетики при заполнении статистической отчетности, занижает расход топлива на производство тепловой энергии. Тепловой КПД электростанций оказывается выше 100%. Недостающие объемы топлива учтены в строке «в т.ч. электроэнергия».

К разделу «Преобразование» относится также расход энергоресурсов на собственные нужды предприятий энергетики, который в 2014 г. составил 776 тыс. тут.

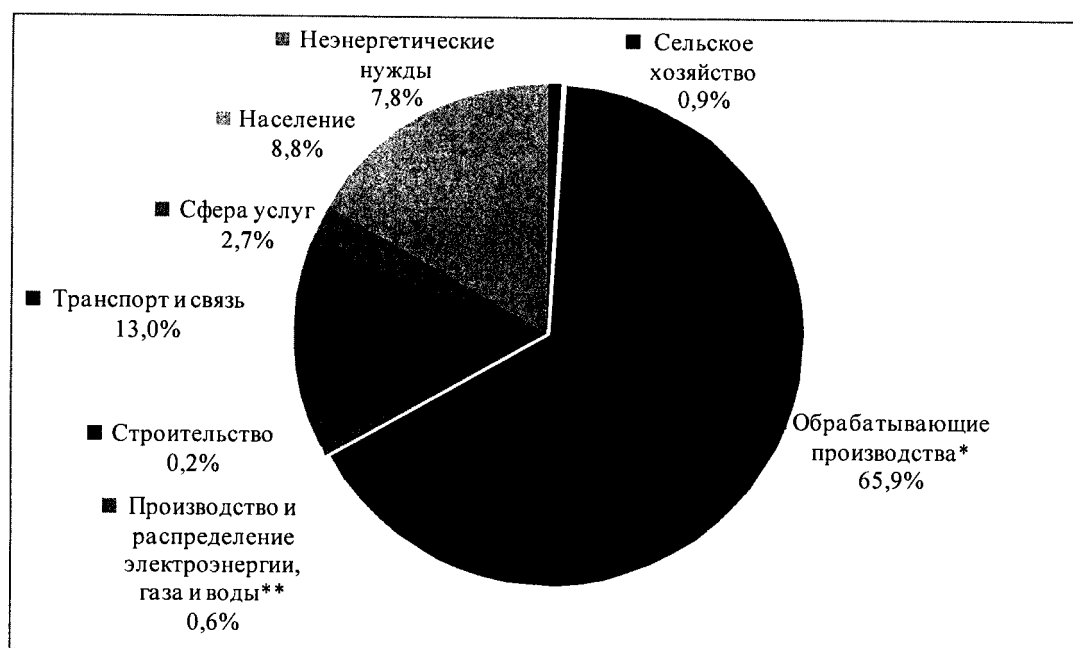
Всего на нужды этого сектора в последнем отчетном году было затрачено 2594 тыс.тут или 13% валового энергопотребления.

Отдельной статьей в ТЭБ приводятся потери энергоресурсов при распределении конечным потребителям в размере 210 тыс. тут. Такое существенное снижение потерь в 2014г. – на 29% по сравнению с уровнем 2010 г. – вероятнее всего обусловлено неточностями статистики или изменениями в методических особенностях учета потерь.

#### Конечное потребление

Спрос предприятий и организаций и бытового сектора Вологодской области на энергоресурсы для конечного использования в 2014 г. оценивается в 16633 тыс. тут, что на 17% больше, чем в 2010 г. Около 66% этой величины приходится на обрабатывающую промышленность, прежде всего на металлургию. Заметную роль в структуре конечного энергопотребления играют также транспорт и связь, бытовой сектор (население), а также неэнергетические нужды, а именно – расход

природного газа в качестве сырья для производства аммиака (АО «Фосагро-Череповец»)) (Рисунок 35).



\*кроме производства кокса;

\*\*кроме производства электроэнергии и тепла.

Рисунок 35 – Отраслевая структура конечного энергопотребления Вологодской области в 2014 г.

В структуре энергопотребления по видам энергоресурсов драйверами являются основные виды топлива, используемого промышленностью Вологодской области, – уголь и природный газ, на которые приходится 33% и 37% конечного спроса на энергию соответственно. Доля тепловой энергии – 15%, электроэнергии – менее 10% (рисунок 36). Большое количество тепла в Вологодской области получают на теплоутилизационных установках – 694 тыс. тут, или около 23% всей выработанной в 2014 г. тепловой энергии.

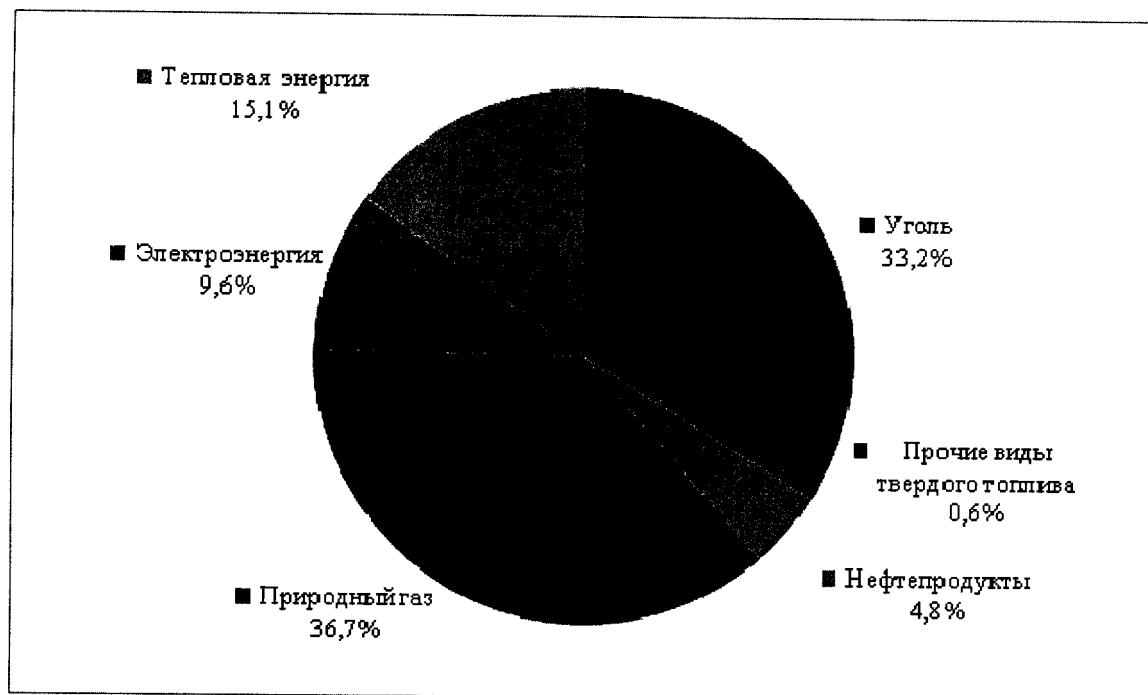


Рисунок 36 – Структура энергопотребления Вологодской области по видам энергоресурсов в 2014 году

Представленные ниже таблицы 41 – 45, представляющие ТЭБ Вологодской области за 2010-2014 гг., сформированы на базе официальной статистической отчетности в сфере энергетики и экономики, выпускаемой Государственным комитетом по статистике и его территориальными подразделениями на основе форм федерального статистического наблюдения.

Таблица 41 – ТЭБ Вологодской области за 2014 г., тыс. тут

	Уголь	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Гидро- энергия	Прочие виды топлива	Электро энергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	12	500	0	0	512
Сальдо экспорта- импорта	9356	794	8631	-12	-215	685	0	19239
Изменение запасов	-48	8	0	0	-1	0	0	-41
<b>Валовые поставки первичных энерго- ресурсов</b>	9308	803	8631	0	284	685	0	19710
<b>Полное потребление энергоресурсов</b>	9308	803	8631	0	284	685	-273	19437
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	273	273
Электростанции: все- го	-2550	-1	-1529	-12	-49	1116	1248	-1775
в т.ч.электроэнергия	-1775	0	-1064	0	-34	1116	0	-1757
Тепловая энергия (все источники)	-710	-11	-1463	0	-146	0	3062	732
в т.ч. электростанции	-650	0	-389	0	-12	0	1248	197
котельные	-60	-11	-1074	0	-134	0	1120	-159
теплоутилизацион- ные установки	0	0	0	0	0	0	694	694
Переработка угля	-792	0	0	0	0	0	0	-792
Собственные нужды предприятий энерге- тики	-508	0	0	0	0	-123	-145	-776
Потери при распре- делении	0	0	0	0	0	-80	-130	-210
<b>Конечное потребле- ние энергии</b>	5523	791	6103	0	103	1598	2514	16633
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяй- ство	0	60	3	0	9	14	63	150
Рыболовство, рыбо- водство	0	0,2	0	0	0	0	0,4	1
Добыча полезных ископаемых*	0	1	0	0	0	1	0	2
Обрабатывающие производства	5515	102	2788	0	37	1041	1475	10958
Производство и рас- пределение электро- энергии, газа и во- ды**	0	10	2	0	2	20	65	100
Строительство	0	16	1	0	0	10	6	32
Транспорт и связь	6	79	1844	0	2	183	52	2166
Прочие ВЭД (сфера услуг)	1	40	6	0	17	188	199	451
Бытовой сектор	0	482	177	0	17	142	654	1472
Неэнергетические нужды	0	1	1281	0	19	0	0	1302

\* - кроме топливно-энергетических;

\*\* – кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Таблица 42 – ТЭБ Вологодской области за 2013 г., тыс. тут

	Уголь	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Гидро- энергия	Прочие виды топлива	Электро- энергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	13	523	0	0	536
Сальдо экспорта- импорта	9102	796	8321	-13	-240	866	0	18833
Изменение запасов	75	5	0	0	-2	0	0	78
<b>Валовые поставки первичных энерго- ресурсов</b>	9177	802	8321	0	281	866	0	19447
<b>Полное потребление энергоресурсов</b>	9177	802	8321	0	281	866	-333	19114
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	333	333
Электростанции: все- го	-2166	-1	-1698	-13	-67	981	1258	-1706
в т.ч. электроэнергия	-1445	-1	-1133	0	-45	981		-1642
Тепловая энергия (все источники)	-671	-13	-1604	0	-133	0	3086	666
в т.ч. электростанции	-602	0	-472	0	-19		1258	166
котельные	-69	-12	-1132	0	-114	0	1156	-172
теплоутилизацион- ные установки	0	0	0	0	0	0	672	672
Переработка угля	-842	0	0	0	0	0	0	-842
Собственные нужды предприятий энерге- тики	-491	0	0	0	0	-114	-137	-741
Потери при распре- делении	0	0	0	0	0	-146	-131	-277
<b>Конечное потребле- ние энергии</b>	5728	788	5584	0	104	1588	2485	16277
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяй- ство	0	58	2	0	7	21	75	164
Рыболовство, рыбо- водство	0	0,2	0	0	0	0	0,5	1
Добыча полезных ископаемых*	0	1	0	0	0	0	0	1
Обрабатывающие производства	5722	93	2474	0	36	1016	1462	10802
Производство и рас- пределение электро- энергии, газа и во- ды**	0	10	3	0	3	31	58	105
Строительство	0	15	2	0	0	8	8	33
Транспорт и связь	5	80	1567	0	2	179	50	1883
Прочие ВЭД (сфера услуг)	1	40	7	0	23	199	145	415
Бытовой сектор	0	491	178	0	16	134	687	1505
Неэнергетические нужды	0	0	1351	0	15	0	0	1367

\* - кроме топливно-энергетических;

\*\* - кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Таблица 43 – ТЭБ Вологодской области за 2012 г., тыс. тут

	Уголь	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Гидро- энергия	Прочие виды топлива	Электро энергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	17	490	0	0	507
Сальдо экспорта- импорта	8319	642	8514	-17	-205	923	0	18175
Изменение запасов	2	15	0	0	14	0	0	31
<b>Валовые поставки первичных энерго- ресурсов</b>	8321	657	8514	0	298	923	0	18713
<b>Полное потребление энергоресурсов</b>	8321	657	8514	0	298	923	-13	18700
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	13	13
Электростанции: все- го	-1797	-3	-1834	-17	-63	907	1188	-1621
в т.ч.электроэнергия	-1171	-2	-1195	0	-41	907	0	-1503
Тепловая энергия (все источники)	-606	-9	-1738	0	-156	0	3075	567
в т.ч. электростанции	-526	-1	-537	0	-18	0	1188	105
котельные	-79	-8	-1201	0	-138	0	1233	-192
теплоутилизацион- ные установки	0	0	0	0	0	0	654	654
Переработка угля	-712	0	0	0	0	0	0	-712
Собственные нужды предприятий энерге- тики	-446	0	0	0	0	-102	-131	-679
Потери при распре- делении	0	0	0	0	0	-150	-136	-286
<b>Конечное потребле- ние энергии</b>	5385	646	5581	0	101	1577	2795	16086
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяй- ство	0	61	7	0	9	25	82	185
Рыболовство, рыбо- водство	0	0,2	0	0	0	0	0,5	1
Добыча полезных ископаемых*	0	1	0	0	0	0	0	1
Обрабатывающие производства	5375	103	2549	0	34	1038	1660	10760
Производство и рас- пределение электро- энергии, газа и во- ды**	0	12	8	0	2	42	67	132
Строительство	2	19	2	0	0	10	14	47
Транспорт и связь	4	83	1370	0	2	142	53	1653
Прочие ВЭД (сфера услуг)	3	46	7	0	25	196	196	473
Бытовой сектор	1	323	196	0	17	123	721	1381
Неэнергетические нужды	0	0	1442	0	11	0	0	1453

\* - кроме топливно-энергетических;

\*\* - кроме производства и распределения электроэнергии и тепла

Таблица 44 – ТЭБ Вологодской области за 2011 г., тыс. тут

	Уголь	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Гидро- энергия	Прочие виды топлива	Электро энергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	12	377	0	0	389
Сальдо экспорта- импорта	5749	689	9210	0	-36	816	0	16428
Изменение запасов	-27	-11	0	0	-24	0	0	-62
<b>Валовые поставки первичных энерго- ресурсов</b>	5722	678	9210	12	317	816	0	16755
<b>Полное потребление энергоресурсов</b>	5722	678	9210	12	317	816	122	16877
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	-122	-122
Электростанции: все- го	-1676	-6	-2058	-12	-65	966	1167	-1684
в т.ч.электроэнергия	-1104	-5	-1569	-12	-35	966	0	-1759
Тепловая энергия (все источники)	-636	-11	-1556	0	-181	0	2919	535
в т.ч. электростанции	-567	-1	-489	0	-32	0	1167	78
котельные	-69	-10	-1067	0	-149	0	1101	-194
теплоутилизацион- ные установки	0	0	0	0	0	0	651	651
Переработка угля	-505	0	0	0	0	0	0	-505
Собственные нужды предприятий энерге- тики	-445	0	0	0	0	-103	-130	-678
Потери при распре- делении	0	0	0	0	0	-154	-129	-283
<b>Конечное потребле- ние энергии</b>	3032	662	6085	0	101	1525	2782	14187
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяй- ство	0	0	2	0	17	29	83	131
Рыболовство, рыбо- водство	0	0	0	0	0	0	0	0
Добыча полезных ископаемых*	0	0	0	0	0	1	0	1
Обрабатывающие производства	2870	17	2653	0	0	1026	1665	8231
Производство и рас- пределение электро- энергии, газа и во- ды**	0	0	14	0	0	52	59	125
Строительство	1	0	1	0	0	11	11	24
Транспорт и связь	4	307	1816	0	2	172	71	2372
Прочие ВЭД (сфера услуг)	156	4	5	0	59	102	193	519
Бытовой сектор	1	334	205	0	19	132	700	1391
Неэнергетические нужды	0	0	1389	0	4	0	0	1393

\* - кроме топливно-энергетических;

\*\* - кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Таблица 45 – ТЭБ Вологодской области за 2010 г., тыс. тут

	Уголь	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Гидро- энергия	Прочие виды топлива	Электро энергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	14	325	0	0	339
Сальдо экспорта- импорта	5640	593	9238	0	-12	795	0	16254
Изменение запасов	41	25	0	0	-3	0	0	63
<b>Валовые поставки первичных энерго- ресурсов</b>	5681	618	9238	14	310	795	0	16656
<b>Полное потребление энергоресурсов</b>	5681	618	9238	14	310	795	22	16678
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	-22	-22
Электростанции: все- го	-1792	-1	-1964	-14	-63	967	1195	-1672
в т.ч.электроэнергия	-1251	-1	-1444	-14	-28	967	0	-1771
Тепловая энергия (все источники)	-631	-15	-1767	0	-161	0	3129	555
в т.ч. электростанции	-539	0	-520	0	-36	0	1195	100
котельные	-92	-15	-1247	0	-125	0	1315	-164
теплоутилизацион- ные установки	0	0	0	0	0	0	619	619
Переработка угля	-327	0	0	0	0	0	0	-327
Собственные нужды предприятий энерге- тики	-429	0	0	0	0	-103	-133	-665
Потери при распре- делении	0	0	0	0	0	-156	-138	-294
<b>Конечное потребле- ние энергии</b>	3043	602	6027	0	121	1503	2880	14176
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяй- ство	0	0	4	0	15	33	109	161
Рыболовство, рыбо- водство	0	0	0	0	0	0	1	1
Добыча полезных ископаемых*	0	0	0	0	0	1	0	1
Обрабатывающие производства	2850	11	2574	0	0	1017	1691	8143
Производство и рас- пределение электро- энергии, газа и во- ды**	0	0	0	0	0	54	59	113
Строительство	2	1	1	0	0	8	10	22
Транспорт и связь	6	294	1792	0	3	174	43	2312
Прочие ВЭД (сфера услуг)	184	6	4	0	72	95	208	569
Бытовой сектор	1	290	204	0	17	121	759	1392
Неэнергетические нужды	0	0	1448	0	14	0	0	1462

\* - кроме топливно-энергетических;

\*\* - кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.



## 1.15 Выводы

1. В связи со многими благоприятными факторами в Вологодской области развиты базовые отрасли тяжелой промышленности – металлургия полного цикла, химия (производство удобрений), лесопромышленный комплекс. Высокая степень индустриального развития региона определяет лидирующие позиции в общероссийском производстве промышленной продукции. В области производится:
  - каждая седьмая тонна российского проката и стали;
  - каждая девятая тонна минеральных или химических удобрений;
  - каждый одиннадцатый кубометр клееной фанеры и каждый девятый кубометр ДСП.
2. Структура ВРП в Вологодской области изменяется в направлении увеличения доли сферы услуг и падения доли производственной деятельности. На долю промышленного производства в области в течение десятилетия до 2012 г. приходилось примерно 43% объема ВРП, в то время как в российском ВРП (как суммы регионов) эта доля составляла около 34-35%. В связи с негативными явлениями в экономике, которые начали проявляться в стране начиная с середины 2012 г., вклад промышленного производства в ВРП стал снижаться, и в 2014 г. доля промышленности в структуре ВРП Вологодской области упала до 38,5% (в РФ в меньшей степени – до 31,7%).
3. Полное потребление электроэнергии в пределах Вологодской области по данным Росстата составило в 2014 г. 14332 млн. кВт.ч. Полное потребление электроэнергии в централизованной зоне в пределах Вологодской области по данным ОАО «СО ЕЭС» отличается от данных Росстата и составило в 2014 г. 13532 млн. кВт.ч. По итогам 2015 г. потребление электроэнергии в централизованной зоне выросло по отношению к 2014 г. на 0,6% (на 80 млн. кВт.ч) и достигло 13611 млн. кВт.ч.
4. Анализ изменения структуры электропотребления свидетельствует о том, что на протяжении последних пяти лет резко увеличилась доля непроеизводственной сферы (с 13% до 19%) в составе бытового сектора и «Прочих видов деятельности, включая сферу услуг». Доля промышленного производства (без собственных нужд электростанций) за рассматриваемый период снизилась с 63,7 % до 61,3%. Причем это произошло практически исключительно за счет резкого падения электропотребления в «Секторе Е (без собственных нужд электростанций)». В 2014 г. на сектор D ОКВЭД (обрабатывающие производства), сектор E ОКВЭД («Производство и распределение электроэнергии, газа и воды», исключая сегмент «Собственные нужды электростанций») и добывающие производства приходится в совокупности почти 67% конечного по-

требления, в том числе на обрабатывающие производства – 65,7%. Область входит в первую десятку регионов России по показателю доли тяжелой промышленности в расходе электроэнергии (более 60%).

5. Рост электропотребления в бытовом секторе вызван углублением его электрификации прежде всего за счет насыщения домашних хозяйств различными бытовыми электроприборами как базисной, так и селективной группы. Также постепенно росло потребление электроэнергии на пищеприготовление за счет роста современного жилищного фонда и парка электроплит, увеличивалось потребление электроэнергии на отопление и горячее водоснабжение (в основном в сельской местности и сезонных жилищах), в последние 3–4 года начинает достигать ощутимых объемов расход электроэнергии для кондиционирования воздуха внутри жилых помещений.
6. Значение удельного суммарного теплоснабжения (комбыт и промышленность) на душу населения в области за 2014 г. составило 15,8 Гкал/чел.
7. Анализ структуры установленной тепловой мощности энергоисточников Вологодской области в 2015 году показал, что больше половины (67%) тепловых мощностей энергоисточников региона приходится на муниципальные и ведомственные котельные. Остальная часть составляет ТЭС общего пользования и ведомственные ТЭС, соответственно, 10% и 23%.
8. По состоянию на 01.01.2016 г. установленная мощность электростанций Вологодской области составляет 1932,28 МВт. При этом на долю тепловых электростанций (ТЭС) приходится 98,5% установленной мощности (1906 МВт), а на долю ГЭС, соответственно, 1,5% (26,3 МВт). основная доля установленной электрической мощности энергосистемы приходится на станции Череповецкого энергоузла – 1692,6 МВт или 87,5%. Также можно отметить, что в 2014 году наблюдалось увеличение установленной мощности в связи с вводом оборудования на Череповецкой ГРЭС (ПГУ 420 МВт) и Вологодской ТЭЦ (ПГУ 102,1 МВт), а также перемаркировкой оборудования на Вытегорской ГЭС, установленная мощность которой увеличилась на 0,28 МВт. Наиболее крупной по величине установленной мощности генерирующей компанией Вологодской энергосистемы является ОАО «ОГК-2», осуществляющая эксплуатацию Череповецкой ГРЭС, установленная мощность которой составляет 1051,6 МВт или 54,4% от суммарной установленной мощности всех генерирующих источников, расположенных на территории области.
9. В 2015 году по данным Вологодского Регионального диспетчерского управления ОАО «СО ЕЭС» в Вологодской области было произведено 10640,7 млн кВт·ч электроэнергии, что на 1525,5 млн. кВт·ч (или 16,7%) больше по сравнению с предыдущим годом. Производство электроэнергии

станциями Вологодской области покрывает примерно 53-67% потребности региона в электроэнергии, причем максимум собственной обеспеченности на рассматриваемом периоде достигнут в 2015 г. и составил 78,2% (по данным ОАО «СО ЕЭС»).

10. Основную долю в структуре установленной мощности электростанций Вологодской области занимают конденсационные и теплофикационные паросиловые установки. Их совокупная мощность составляет 1169 МВт или 60,5% от суммарной установленной мощности электрогенерации Вологодской области. Доля наиболее современных теплофикационных парогазовых установок составила 30,4%.
11. Потребность Вологодской области в электрической энергии (мощности) обеспечивается как собственной выработкой электрической энергии ТЭС и ГЭС Вологодской энергосистемы, доля которой составляет около 78,2% (по состоянию на 01.01.2016) от электропотребления, так и перетоком электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» из соседних энергосистем.
12. Совмещенный с ОЭС Центра максимум нагрузки Вологодской области в 2015 году составил по данным ОАО «СО ЕЭС» 1893 МВт, что составляло около 5,2% от общего потребления ОЭС Центра.
13. Собственный максимум нагрузки энергосистемы в 2015 году составил 1944 МВт, снизившись на 4% по сравнению со значением предыдущего отчетного периода. При этом за рассматриваемый период наибольшая собственная нагрузка энергосистемы была зафиксирована по данным Вологодского РДУ в 2011 году и составила 2075 МВт, что превышает величину 2015 года на 6,7%.
14. В период 2010-2013 годов в Вологодской энергосистеме происходило снижение объемов электропотребления – оно составило 1,4% к уровню 2010 года; в 2014 и 2015 годы отмечены ростом электропотребления (+0,8% и +0,6% по сравнению с предыдущим годом). За счет этого электропотребление возвратилось на уровень 2010 г.
15. Характерным значением снижения электропотребления в летний период являлось 18,5-22,0% от максимального месячного потребления. При этом максимальная неравномерность месячных нагрузок отмечается в 2010 году – 26%, что объясняется продолжающимся влиянием экономического кризиса, которое еще явно чувствовалось в обрабатывающем секторе промышленности области, в 2013 году неравномерность месячных нагрузок снизилась до уровня 21%. Однако уже в 2014 году неравномерность месячного потребления электрической энергии Вологодской энергосистемы увеличилась до уровня 22,4%.
16. В 2014 г. величина энергоемкости ВРП по валовому потреблению уменьшилась по сравнению с 2013 г. на 1,3%. Энергоемкость ВРП по конечному потреблению снизилась почти на 0,8%. Кроме того, в 2014 г.

произошло снижение электроемкости ВРП на 2,3% относительно значения 2013 г. С 2010 г. происходит постепенный рост душевого потребления электрической энергии в бытовом секторе. За указанные годы он составил почти 19%.

## **2 Анализ существующего состояния. Характеристика электросетевого комплекса 110 кВ и выше**

### **2.1 Характеристика региона**

Вологодская область расположена на севере Европейской части России в 500 км от Москвы. По площади является одной из крупных областей Российской Федерации и составляет почти 1% ее территории (145,7 тыс. кв. км); наибольшая протяженность с севера на юг - 385 км, с запада на восток - 650 км.

Вологодская область граничит на севере с Архангельской областью, на востоке – с Кировской областью, на юге – с Костромской и Ярославской областями, на юго-западе – с Тверской и Новгородской областями, на западе – с Ленинградской областью, на северо-западе с Республикой Карелия.

На 1 января 2015 года (данные за 2016 г. появятся в августе 2016 г.) численность постоянного населения области составила 1191,01 тыс. человек.

Таблица 46 – Численность населения в городах Вологодской области

№	Город	Год образования	Население на 01.01.2015 г.*, тыс. чел.
1	Вологда	1147	311,116
2	Череповец	1777	318,107
3	Сокол	1932	37,562
4	Великий Устюг	1147	31,806
5	Бабаево	1925	11,491
6	Белозерск	862	9,172
7	Вытегра	1773	10,274
8	Грязовец	1780	15,041
9	Кадников	1780	4,642
10	Кириллов	1776	7,439
11	Красавино	1947	6,301
12	Никольск	1780	7,989
13	Тотьма	1138	9,915
14	Устюжна	1340	8,859
15	Харовск	1954	9,422

Примечание \* - отсутствуют обновлённые данные за 2016 г., которые официальной статистикой могут быть предоставлены только в августе 2016 г.

В состав Вологодской области входят города областного значения: Великий Устюг, Вологда, Сокол и Череповец, а также 26 районов - Бабаевский, Бабушкинский, Белозерский, Вашкинский, Великоустюгский, Верховажский, Вожегодский, Вологодский, Вытегорский, Грязовецкий, Кадуйский, Кирилловский, Кичменгско-Городецкий, Междуреченский, Никольский, Нюксенский, Сокольский, Сямженский, Тарногский, Тотемский, Усть-Кубинский, Устюженский, Харовский, Чагодощенский, Череповецкий, Шекснинский.

Административным центром Вологодской области является город Вологда.

Занимая чуть менее 1 % территории России, Вологодская область имеет серьезные позиции в экономике страны.

В области производится:

- ✓ каждая седьмая тонна российского проката и стали;
- ✓ каждая девятая тонна минеральных удобрений;
- ✓ каждый одиннадцатый кубометр клееной фанеры.

Объем отгруженной промышленной продукции в области в расчете на душу населения более чем в 1,3 раза выше среднероссийского показателя. Среди субъектов Российской Федерации по этому показателю Вологодская область занимает 20 место.

Специализируется Вологодская область и на выпуске продукции пищевой промышленности – молочной продукции, масла животного, мяса и мясопродуктов, кондитерских изделий.

Особенности климата, истории и географическое положение (северная ветка Транссиба, газопроводы, речные сообщения) предопределили основные характеристики экономики области, развития ее социальной системы и системы расселения: наличие базового сектора экономики - металлургии, химии (производство удобрений), лесопромышленного комплекса. Высокая степень индустриального развития региона определяет лидирующие позиции в общероссийском производстве промышленной продукции.

На долю промышленности области приходится более трети объема ВРП, в то время как доля промышленности в российском ВВП - 30%. Доли металлургии,

химической промышленности и лесопромышленного комплекса в общем объеме экспорта из Вологодской области составляют 51,3 %, 34,9 % и 10,2 % соответственно.

Вологда – один из крупнейших на Северо-Западе транспортных узлов, имеющих выходы на север (Мурманск, Архангельск, Карелия), на запад (Санкт-Петербург), на восток (Киров, Екатеринбург), а также на южные направления (Ярославль, Москва). По территории области проходят железные дороги, связывающие Москву с Архангельском и Санкт-Петербург с Уралом (с выходом на Транссибирскую магистраль). Федеральные автомагистрали проходят по территории области в северном (М8 «Холмогоры»): Москва – Ярославль – Вологда – Архангельск) и восточном направлениях («А114»: а/д М18 – Новая Ладога – Вологда). Кроме того, в области развита сеть водного транспорта. По ее территории проходят два крупных речных канала Северо-Запада Российской Федерации: Волго-Балтийский водный путь и Северо-Двинская шлюзованная система. Особое значение для области имеет Волго-Балтийский водный путь, который связывает Санкт-Петербург с Москвой и городами Волги, Камы, Дона, обеспечивая выход к Беломоро-Балтийскому каналу, в Белое, Каспийское, Черное и Средиземное моря.

Важнейшее значение для экономики области имеет трубопроводный транспорт. По территории Вологодской области проходит магистральный нефтепровод из Возейского месторождения (Тимано-Печорская группа месторождений) – Ухта – Котлас – Тотма – Грязовец – Москва, а также системы газопроводов (часть газопровода «Сияние Севера» из Тимано-Печорского территориально-производственного комплекса и часть газопроводов из Западной Сибири), в том числе Ухта – Торжок, Пунга – Вуктыл – Ухта – Грязовец и Нижний Новгород – Череповец. Развитие газификации области осуществляется на основании Генеральной схемы газификации и газоснабжения Вологодской области.

Вологодская область является своеобразным коридором мощного газового потока в другие регионы России и зарубежные страны. Ежегодно по системе газопроводов Ухта - Торжок и Пунга - Вуктыл - Ухта - Грязовец перекачивается

более 150 млрд. кубометров природного газа, при этом на территории области потребляется около 5 % объема транспортируемого газа.

Источником газа служат месторождения северных районов Тюменской области и Вуктыльского месторождения Республики Коми.

В рамках реализации ПАО «Газпром» инвестиционных проектов на территории области построены следующие объекты газотранспортной системы:

«Северные районы Тюменской области – Торжок» (5 нитка)», включая КС «Нюксеницкая»; «Починки – Грязовец»; «Северо-Европейский газопровод. Участок Грязовец-Выборг, 1 и 2 нитки», включая КС «Грязовецкая», КС «Бабаевская», КС «Шекснинская»; «Система магистральных газопроводов Ухта - Торжок, 1 очередь», включая КС «Новонюксенская», КС «Новоюбилейная».

Газотранспортная система области представляет собой 4569,9 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов в однопоточном исполнении, 5 компрессорных станций, 37 газопроводов-отводов общей протяженностью 643,4 км, 37 газораспределительных станций.

Уровень газификации природным и сжиженным газом по состоянию на 1 января 2015 года составляет 87,41%, в том числе: в городах и поселках городского типа – 96,32%, в сельской местности – 70,94%.

В результате большой протяженности территории области с запада на восток (650 км) экономическое положение отдельных частей области сильно различается. Наиболее благоприятное экономическое и транспортное положение характерно для южной и западной частей области, расположенных в непосредственной близости к развитым регионам Центрального и Северо-Западного Федеральных округов. Здесь сосредоточена большая часть экономического потенциала, транспортных потоков, большая часть населения области. Обширная северо-восточная часть области характеризуется удаленностью от крупных промышленных центров, менее развитой транспортной сетью и, как результат, меньшей освоенностью территории.

## **2.2 Характеристика энергосистемы Вологодской области**

### **2.2.1 Основные характеристики электросетевого комплекса**

Централизованное электроснабжение потребителей Вологодской области, входящей в Северо-Западный федеральный округ, осуществляет Вологодская энергосистема в составе ОЭС Центра.

Эксплуатацией электрических сетей 220-750 кВ в области занимается Вологодское предприятие магистральных электрических сетей, филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС. Протяженность сетей напряжением 750 кВ составляет 131,94 км, напряжением 500 кВ – 360,69 км, 220 кВ – 1526,54 км.

Транспортировка электроэнергии по территории области осуществляется по сетям, в подавляющем большинстве принадлежащим филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго». Эксплуатацию электросетевого хозяйства осуществляют 5 производственных отделений филиала.

**Вологодские электрические сети** – Вологодский, Грязовецкий, Сокольский, Сямженский, Междуреченский, Харовский, Усть-Кубенский, Вожегодский районы (РЭС);

**Череповецкие электрические сети** - Череповецкий, Устюженский, Шекснинский, Чагодощенский, Кадуйский, Бабаевский районы (РЭС);

**Кирилловские электрические сети** - Кирилловский, Белозерский, Вашкинский, Вытегорский районы (РЭС);

**Великоустюгские электрические сети** - Великоустюгский, Никольский, К-Городецкий, Нюксенский районы (РЭС);

**Тотемские электрические сети** - Тотемский, Верховажский, Тарногский, Бабушкинский районы (РЭС).

На территории области находится 217 понизительных подстанций напряжением 35-110 кВ и 9281 трансформаторная подстанция напряжением 6-10/0,4 кВ, принадлежащих филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», и 26 понизительных подстанций напряжением 35-110 кВ, собственниками которых являются другие территориальные сетевые организации и потребители.



Деятельность ПАО «МРСК Северо-Запада» направлена на обеспечение эффективного, бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей, устранение дефицита мощности в зоне ответственности Компании, увеличение пропускной способности сетей, модернизацию и обновление основных фондов.

Основными видами деятельности ПАО «МРСК Северо-Запада», имеющими приоритетное значение, являются:

- оказание услуг по передаче электрической энергии;
- оперативно-технологическое управление;
- оказание услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям.

Вологодская энергосистема характеризуется превышением потребления над выработкой электроэнергии станциями области. Около 40% потребности области в электроэнергии обеспечивается электростанциями ПАО «ОГК-2», ГЭП «ВОКЭ» и ОАО «ТГК-2», почти столько же электроэнергии вырабатывается станциями промышленных предприятий и гидроэлектростанциями (ФБУ «Администрация Волго-Балтийского бассейна внутренних водных путей»). Остальная электроэнергия поступает с оптового рынка электроэнергии из соседних энергосистем.

В покупке электроэнергии с оптового рынка на территорию области участвуют:

- ОАО «Вологодская сбытовая компания» с долей поставок около 46%,
- ООО «Инженерные изыскания» для ПАО «Северсталь» с долей поставок 39 %;
- ОАО «Русэнергосбыт» (обслуживание РЖД) с долей поставок 10%,
- ОАО «Межрегионэнергосбыт» (поставки дочерним подразделениям ОАО «Газпром») - 3%,
- ООО «Русэнергоресурс» - 2% (поставки электроэнергии структурным подразделениям «Транснефти»),
- ОАО «Оборонэнергосбыт»,
- ООО «Каскад-Энергосбыт»,

- ООО «МагнитЭнерго»,
- ООО«Союзэнерготрейд».

Вологодская энергосистема имеет электрические связи с Тверской, Костромской и Ярославской энергосистемами ОЭС Центра, Ленинградской, Новгородской, Архангельской и Карельской энергосистемами ОЭС Северо - Запада и Кировской энергосистемой ОЭС Урала (таблица 47).

Основная часть электроэнергии, поступающая из-за пределов области, передается по двум ЛЭП 500 кВ «Костромская АЭС - Вологодская» и «Конаковская ГРЭС - Череповецкая» и ЛЭП 750 кВ «Калининская АЭС - Белозерская».

Часть электроэнергии поступает в область по линиям 220-110 кВ из энергосистем Костромской, Ярославской, Ленинградской областей.

Таблица 47 – Электрические связи 110 кВ и выше с Ярославской, Костромской, Тверской, Кировской, Карельской, Архангельской и Ленинградской энергосистемами

ДЦ/ энергосистема	750 кВ	500 кВ	220 кВ	110 кВ
Костромское РДУ		ВЛ 500 кВ <u>Костромская</u> <u>АЭС - Вологодская</u>		ВЛ 110 кВ Буй (Тяговая) - Вохтога (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Буй(Тяговая) - Вохтога(Тяговая)), ВЛ 110 кВ Никольск-Павино
Тверское РДУ	ВЛ 750 кВ <u>Калининская</u> <u>АЭС - Белозерская</u>	ВЛ 500 кВ <u>Конаковская</u> <u>ГРЭС - Череповецкая</u>		
Ярославское РДУ			ВЛ 220 кВ Белозерская - Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская, КВЛ 220 кВ Пошехонье – Вологда-Южная, ВЛ 220 кВ Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская, ВЛ 220 кВ Пошехонье – Ростилово.	ВЛ 110 кВ Скалино (Тяговая) – Пречистое (ВЛ 110 кВ Скалино – Пречистое)
Архангельское РДУ			ВЛ 220 кВ Харовская (Тяговая) – Коноша с отпайкой на ПС Кадниковский (Тяговая), ВЛ 220 кВ Явенга (Тяговая) – Коноша.	ВЛ 110 кВ Верховажье – Вельск, ВЛ 110 кВ Заовражье-РП Красавино I цепь с отпайкой на ПС Приводино (ВЛ 110 кВ Заовражье-РП Красавино 1), ВЛ 110 кВ Заовражье-РП Красавино II цепь с отпайкой на ПС Приводино (ВЛ 110 кВ Заовражье-РП Красавино 2), ВЛ 110 кВ Тарнога - Заячерецкая с отпайкой на ПС В. Спасский Погост (ВЛ 110 кВ Тарнога –Заячерецкая) ВЛ 110 кВ Савватия – Сусоловка
Ленинградское РДУ				ВЛ 110 кВ Бабаево – Подборовье с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Подборовская), ВЛ 110 кВ Ефимовская - Анисимово с отпайкой на ПС Сомино (ВЛ 110 кВ Чагодощенская 2), ВЛ 110 кВ Подпорожская – Белоусово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская I, ВЛ 110 кВ Подпорожская –Белоусово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская 2)
Карельское РДУ				ВЛ 110 кВ Каршево –Андома (Л-141)
Кировское РДУ				ВЛ 110 кВ Луза – Сусоловка

### **2.3 Краткая характеристика генерирующих мощностей**

Установленные на 01.01.2016г. электрические мощности на территории Вологодской области, участвующие в балансе:

- Череповецкая ГРЭС ПАО «ОГК-2» - 1051,6 МВт
- ГУ ОАО «ТГК-2» по Вологодской области - 132,1 МВт
- Красавинская ГТ ТЭЦ (филиал ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго») - 63,8 МВт
- ТЭЦ ПВС (ПАО Северсталь) - 286 МВт
- ТЭЦ ЭВС-2 (ПАО Северсталь) - 160 МВт
- ГУБТ (ПАО Северсталь) - 45 МВт
- УЭС ТСЦ (ПАО Северсталь) – 16 МВт
- ТЭЦ ФосАгро – Череповец (АО «ФосАгро – Череповец») - 102 МВт
- ГТЭС ФосАгро – Череповец (АО «ФосАгро – Череповец») - 32 МВт
- Промышленная мини-ТЭЦ «Белый ручей» - 6 МВт
- ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ - 7,5 МВт
- Шекснинская ГЭС (ФБУ «Администрация Волго-Балтийского бассейна внутренних водных путей) - 24 МВт
- Вытегорская ГЭС (ФБУ «Администрация Волго-Балтийского бассейна внутренних водных путей) - 2,28 МВт

Общая установленная мощность электростанций Вологодской области на 01.01.2016 г. составляет 1932,3 МВт.

Череповецкая ГРЭС – крупнейшая электростанция Вологодской области и одна из самых крупных ТЭС Северо-западного федерального округа находится в посёлке городского типа Кадуй Кадуйского района. Станция состоит из четырех энергоблоков: три идентичных конденсационных энергоблока по 210 МВт и с 1 сентября 2014 года энергоблок с уставленной мощностью 421,6 МВт. Основное топливо станции газ или уголь, резервное топливо – мазут. ГРЭС введена в эксплуатацию 22 декабря 1976 года. С 1 ноября 2011 года является филиалом ПАО «ОГК-2».

Вологодская ТЭЦ является самым крупным источником тепла в г. Вологда и входит в состав ОАО «ТГК-2». Общая установленная электрическая мощность

на 1 января 2016 года составляет 136,1 МВт, тепловая – 649 Гкал/ч, в том числе отборов паровых турбин – 182 Гкал/ч. (энергоблок с установленной электрической мощностью 102,1 МВт, тепловой – 70 Гкал/ч введен 24 марта 2014 года). Теплом от Вологодской ТЭЦ снабжается большая часть жилого фонда Вологды. Основным топливом ТЭЦ является природный газ, резервным – мазут.

Красавинская ГТ ТЭЦ расположена в городе Красавино на северо-востоке Вологодской области. Старая Красавинская ТЭЦ полностью выведена из эксплуатации 15 мая 2010 года. Вся тепловая нагрузка в паре и горячей воде для нужд льнокомбината и города переведена на Красавинскую ГТ ТЭЦ. 03 ноября 2010 года всё генерирующее оборудование передано Заказчику – ГЭП «ВОКЭ». 15 ноября 2010 года Красавинская ГТ ТЭЦ официально введена в эксплуатацию. Инвестиционной программы и планов по перевооружению и изменению состава оборудования на Красавинской ГТ ТЭЦ в период до конца 2018 г. не ожидается.

За 2015 г. выработка электроэнергии станциями Вологодской области составила 10 640,674 млн. кВт.ч, потребление электроэнергии – 13 611,254 млн. кВт.ч., дефицит электроэнергии в области – 2 970,58 млн. кВт.ч. (или 21,8 % потребления).

Производственные показатели работы станций Вологодской области за 2011-2015 гг. приведены в таблице 48.

Таблица 48 - Производственные показатели работы станций Вологодской области

№ п/п	Наименование показателей	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
<b>1</b>	<b>Установленная мощность станций, МВт</b>	<b>1412,80</b>	<b>1412,80</b>	<b>1400,80</b>	<b>1932,28</b>	<b>1932,28</b>
	в том числе:					
1.1	Череповецкая ГРЭС	630,00	630,00	630,00	1051,60	1051,60
1.2	Вологодская ТЭЦ	34,00	34,00	34,00	136,10	136,10
1.3	Красавинская ГТ ТЭЦ	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80
1.4	ТЭЦ ПВС ПАО "Северсталь"	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00
1.5	ТЭЦ ЭВС-2 ПАО "Северсталь"	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
1.6	ГУБТ ПАО "Северсталь"	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00
1.7	УЭС ТСЦ ПАО "Северсталь"	-	-	16,00	16,00	16,00
1.8	ТЭЦ ФосАгро – Череповец (АО «ФосАгро – Череповец»)	102,00	102,00	102,00	102,00	102,00
1.9	ГТЭС ФосАгро – Череповец (АО «ФосАгро – Череповец»)	-	-	32,00	32,00	32,00
1.10	ПМТЭЦ Белый ручей	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
1.11	КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	-	-	-	7,50	7,50
1.12	Шекснинская ГЭС	84,00	84,00	24,00	24,00	24,00
1.13	Вытегорская ГЭС	2,00	2,00	2,00	2,28	2,28
<b>2</b>	<b>Выработка электроэнергии всего, млн.кВт.ч</b>	<b>7634,920</b>	<b>7251,115</b>	<b>7883,338</b>	<b>9115,237</b>	<b>10 640,674</b>
	в том числе:					

№ п/п	Наименование показателей	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
2.1	Череповецкая ГРЭС	3184,425	2549,817	2753,045	3208,430	4186,658
2.2	Вологодская ТЭЦ	167,105	173,522	173,478	656,559	864,059
2.3	Красавинская ГТ ТЭЦ	355,558	327,286	370,379	321,841	350,891
2.4	ТЭЦ ПВС ПАО "Северсталь"	1626,505	1774,130	1964,847	2173,404	2361,336
2.5	ТЭЦ ЭВС-2 ПАО "Северсталь"	1265,747	1277,192	1296,771	1412,612	1477,480
2.6	ГУБТ ПАО "Северсталь"	154,776	182,168	231,348	182,829	187,637
2.7	УЭС ТЭС ПАО "Северсталь"	0,000	0,000	18,859	108,468	121,545
2.8	ТЭЦ ФосАгро – Череповец (АО «ФосАгро – Череповец»)	745,325	712,205	665,473	659,578	648,402
2.9	ГТЭС ФосАгро – Череповец (АО «ФосАгро – Череповец»)	0,000	86,109	261,301	236,625	271,424
2.10	ПМТЭЦ Белый ручей	35,783	31,386	43,336	43,134	42,253
2.11	КС-15 Ньюсенского ЛПУ МГ	0,000	0,000	0,000	17,839	25,896
2.12	Шекснинская ГЭС	88,746	125,874	93,507	82,853	91,682
2.13	Вытегорская ГЭС	10,950	11,426	10,994	11,066	11,411

## 2.4 Анализ существующего состояния электросетевого комплекса 220-750 кВ

Основными центрами питания распределительной сети 110 кВ кроме электростанций энергосистемы являются подстанции с высшим напряжением 220-750 кВ: ПС 750 кВ Белозерская, ПС 500 кВ Череповецкая, ПС 500 кВ Вологодская, ПС 220 кВ Вологда-Южная, ПС 220 кВ Сокол, ПС 220 кВ Ростилово, ПС 220 кВ РПП-1, ПС 220 кВ Зашекснинская, ПС 220 кВ ГПП-1, ПС 220 кВ Первомайская.

Таблица 49 – Характеристика и возрастная структура трансформаторов ПС Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодского ПМЭС

№	Название ПС	Диспетчерское наименование тр.	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Тип	Год ввода	Год последнего капитального ремонта	Техническое состояние	Срок службы		
									2015 г.	2017г.	2021 г.
1	ПС 750 кВ Белозерская	АТ-2	750	3х417	АОДЦТ	2004	не проводился	Рабочее	11	13	17
		АТ-1	750	3х417	АОДЦТ	2011	не проводился	Рабочее	4	6	10
		АТ-3	500	3х167	АОДЦТН	2011	не проводился	Рабочее	4	6	10
2	ПС 500 кВ Вологодская	АТ-1	500	3х167	АОДЦТН	1983	не проводился	Рабочее	32	34	38
		АТ-2	500	3х167	АОДЦТН	1986	не проводился	Рабочее	29	31	35
3	ПС 500 кВ Череповецкая	АТ-1	500	3х167	АОДЦТН	1972	1994	Ухудшенное	43	45	49
		АТ-2	500	3х167	АОДЦТН	1975	1997	Ухудшенное	40	42	46
4	ПС 220 кВ Вологда-Южная	АТ-1	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	2	4	8
		АТ-2	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	2	4	8
		АТ-3	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	2	4	8
		АТ-4	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	2	4	8
		Т-5	110	40	ТРДН	2013	не проводился	Рабочее	2	4	8
		Т-6	110	40	ТРДН	2013	не проводился	Рабочее	2	4	8
5	ПС 220 кВ Зашекснинская	АТ-1	220	63	АТДЦТН	1985	2010	Рабочее	30	32	36
		АТ-2	220	63	АТДЦТН	1987	не проводился	Рабочее	28	30	34
6	ПС 220 кВ Первомайская	Т-1	220	40	ТРДНС	1991	не проводился	Рабочее	24	26	30
		Т-2	220	40	ТРДНС	2002	не проводился	Рабочее	13	15	19
7	ПС 220 кВ Ростилово	АТ-1	220	125	АТДЦТН	1971	2010	Неудовлетворительное	44	46	50
		АТ-2	220	125	АТДЦТН	1971	1998	Ухудшенное	44	46	50
8	ПС 220 кВ РПП-1	АТ-2	220	200	АТДЦТН	2015	не проводился	Рабочее	0	2	6
		АТ-3	220	200	АТДЦТН	2011	не проводился	Рабочее	4	6	10

№	Название ПС	Диспетчерское наименование тр.	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Тип	Год ввода	Год последнего капитального ремонта	Техническое состояние	Срок службы		
									2015 г.	2017 г.	2021 г.
9	ПС 220 кВ Сокол	Т-4	110	10	ТДН	1969	не проводился	Ухудшенное	46	48	52
		Т-5	110	16	ТДН	2014	не проводился	Рабочее	1	3	7
		АТ-1	220	125	АТДЦТН	1980	не проводился	Рабочее	35	37	41
		АТ-2	220	125	АТДЦТН	1987	2009	Рабочее	28	30	34
		Т-3	110	16	ТДТНГ	1962	не проводился	Ухудшенное	53	55	59
		Т-4	110	16	ТДТН	1966	не проводился	Ухудшенное	49	51	55

В таблице 49 цветом выделен срок службы трансформаторов и автотрансформаторов 110-750 кВ, которые необходимо заменить по условиям сверхнормативного срока службы оборудования.

Загрузка автотрансформаторов 220/110 кВ на подстанциях Вологодской энергосистемы по данным предоставленных контрольных замеров в период прохождения максимумов 2010-2015 г. представлена в таблицах 50

Из таблицы 50 следует, что загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ находится в допустимых пределах. Анализ загрузки автотрансформаторов 220/110 кВ Вологодской энергосистемы позволяет сделать вывод о значительном резерве мощности автотрансформаторов, являющихся источником питания сети 110 кВ, при нормальной схеме сети 220 кВ.

В 2013 г. была полностью реконструирована ПС 220 кВ Вологда-Южная с установкой 4-х АТ по 150 МВА, таким образом, установленная мощность автотрансформаторов 220 кВ подстанции увеличилась с 400 МВА до 600 МВА.

Физический износ оборудования ПС 500 кВ Череповецкая, ПС 500 кВ Вологодская, ПС 220 кВ Зашексинская, ПС 220 кВ Ростилово, ПС 220 кВ Сокол достаточно значительный и требует проведения реконструкции.

ПС 220 кВ Октябрьская является однострансформаторной без резервного питания по стороне 220 кВ.

Схемы РУ 220 кВ ПС 220 кВ Харовская (Тяговая), ПС 220 кВ Явенга (Тяговая), ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая), ПС 220 кВ Сокол выполнены на морально устаревших отделителях и короткозамыкателях. Их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Для приведения схем РУ 220



кВ существующих подстанций в соответствие с требованиями «Типовых схем ...» при выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 220 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

Таблица 50 – Загрузка автотрансформаторов 220 кВ основных центров питания в зимний и летний периоды

Наименование	Установленная мощность, МВА	2010 год					2011 год					2012 год					2013 год					2014 год					2015 год					
		P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	
Зимний период																																
ПС 220 кВ Вологда - Южная																																
АТ1	200	107,1	71,8	128,9	64,5	71,1	120,6	57,2	133,5	66,8	66,5	110,1	50,1	121	60,5	79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АТ2	200	107,1	71,8	128,9	64,5	71,1	120,6	57,2	133,5	66,8	66,5	110,1	50,1	121	60,5	79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ Вологда-Южная (новая)																																
АТ1	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,7	23,4	51,3	34,2	98,7	30,3	12,3	32,7	21,8	117,3	27,7	16,5	32,2	21,5	117,8	
АТ2	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46	23,3	51,6	34,4	98,4	30,7	12,4	33,1	22,1	116,9	28	16,7	32,6	21,7	117,4	
АТ3	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,9	23,1	51,4	34,3	98,6	30,4	12,3	32,8	21,9	117,2	27,7	16,5	32,2	21,5	117,8	
АТ4	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,5	18,3	40,8	27,2	109,2	30,4	12,3	32,8	21,9	117,2	27,7	16,5	32,2	21,5	117,8	
ПС 220 кВ Сокол																																
АТ1	125	52,2	14,5	54,2	43,4	70,8	78,7	30,6	84,4	67,5	40,6	43,7	19,2	47,7	38,2	77,3	40,3	5,9	40,7	32,6	84,3	31,2	11,3	33,2	26,6	91,8	34,3	19	39,2	31,4	85,8	
АТ2	125	56,1	16,7	58,5	46,8	66,5	-	-	-	-	-	48,3	6,1	48,7	39	76,3	35,5	4,4	35,8	28,6	89,2	28,9	10,4	30,7	24,6	94,3	37,1	16	40,4	32,3	84,6	
ПС 220 кВ Ростилово																																
АТ1	125	34,9	0,5	34,9	27,9	90,1	41,8	11,5	43,4	34,7	81,6	47,9	10,8	49,1	39,3	75,9	37,3	17,9	41,4	33,1	83,6	41,9	13,4	44	35,2	81	34,9	13,9	37,6	30,1	87,4	
АТ2	125	34,9	0,5	34,9	27,9	90,1	41,8	11,5	43,4	34,7	81,6	47,9	10,8	49,1	39,3	75,9	26,5	17,2	31,6	25,3	93,4	41,9	13,4	44	35,2	81	34,9	13,9	37,6	30,1	87,4	
ПС 220 кВ РПП-1																																
АТ2	200	78,2	53,4	94,7	47,4	105,3	98,6	46	108,8	54,4	91,2	100,6	65,1	119,8	59,9	80,2	70,5	82	108,1	54,1	91,9	53,9	77,7	94,6	47,3	105,4	60,3	51,5	79,3	39,7	120,7	
АТ3	200	78,2	53,4	94,7	47,4	105,3	98,6	46	108,8	54,4	91,2	100,6	65,1	119,8	59,9	80,2	70,9	83	109,2	54,6	90,8	53,9	77,7	94,6	47,3	105,4	60,3	51,5	79,3	39,7	120,7	
ПС 220 кВ Зашекснинская																																
АТ1	63	8,9	1,9	9,1	14,4	53,9	23	4	23,3	37	39,7	7,8	0,7	7,8	12,4	55,2	12,6	4,9	13,5	21,4	49,5	7,9	3,2	8,5	13,5	54,5	12,7	0,8	12,7	20,2	50,3	
АТ2	63	9	2	9,2	14,6	53,8	1	9	9,1	14,4	53,9	7,8	0,7	7,8	12,4	55,2	12,3	4,7	13,2	21	49,8	11,4	4,6	12,3	19,5	50,7	15,6	0,8	15,6	24,8	47,4	
ПС 220 кВ Первомайская																																
Т (2х40)	80	9,7	13,4	16,5	20,6	63,5	25	5	25,5	31,9	54,5	11,9	3,2	12,3	15,4	67,7	18,3	3,7	18,7	23,4	61,3	22,5	6,6	23,4	29,3	56,6	24,3	5,8	25	31,3	55	
ПС 220 кВ ГПП-1																																
АТ1	125	62	54,8	82,7	66,2	42,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,1	23,3	35	28	90	20	19,7	28,1	22,5	96,9	24,3	6	25	20	100	
АТ2	125	62	54,8	82,7	66,2	42,3	49,5	21,5	54	43,2	71	49,7	19,1	53,2	42,6	71,8	26,1	23,3	35	28	90	20	19,7	28,1	22,5	96,9	24,3	6	25	20	100	
Всего	1956*					926,1					738,3					873,7					962,9					1383,1					1410,1	
Летний период																																
ПС 220 кВ Вологда - Южная																																
АТ1	200	80,2	76,6	110,9	55,5	89,1	96,9	61,7	114,9	57,5	85,1	110,1	50,1	121	60,5	79	50	47,5	69	34,5	131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
АТ2	200	-	-	-	-	-	96,4	72,1	120,4	60,2	79,6	110,1	50,1	121	60,5	79	50	47,5	69	34,5	131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПС 220 кВ Вологда-Южная (новая)																																
АТ1	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,4	1,4	20,4	13,6	129,6	31	1,6	31	20,7	119	24,8	26,9	36,6	24,4	113,4	
АТ2	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,6	1,4	20,6	13,7	129,4	31	1,6	31	20,7	119	24,8	26,9	36,6	24,4	113,4	
АТ3	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,5	1,4	20,5	13,7	129,5	31,2	1,6	31,2	20,8	118,8	25	27,1	36,9	24,6	113,1	

Наименование	Установленная мощность, МВА	2010 год					2011 год					2012 год					2013 год					2014 год					2015 год				
		Р	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	Р	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	Р	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	Р	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	Р	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	Р	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА
АТ4	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,5	1,4	20,5	13,7	129,5	30,9	1,6	30,9	20,6	119,1	24,7	26,8	36,4	24,3	113,6
ПС 220 кВ Сокол																															
АТ1	125	20,6	8,1	22,1	17,7	102,9	26,3	11,7	28,8	23	96,2	43,7	19,2	47,7	38,2	77,3	26,6	3,5	26,8	21,4	98,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АТ2	125	21,8	8,8	23,5	18,8	101,5	28,5	12,3	31	24,8	94	48,3	6,1	48,7	39	76,3	23,3	2,4	23,4	18,7	101,6	32,8	17,9	37,4	29,9	87,6	33,9	8,8	35	28	90
ПС 220 кВ Ростислово																															
АТ1	125	21	7,2	22,2	17,8	102,8	31,2	4,8	31,6	25,3	93,4	30,2	10,9	32,1	25,7	92,9	17,5	17	24,4	19,5	100,6	29,2	20,1	35,4	28,3	89,6	32,7	16,9	36,8	29,4	88,2
АТ2	125	21	7,2	22,2	17,8	102,8	31,2	4,8	31,6	25,3	93,4	30,2	10,9	32,1	25,7	92,9	12,6	16,5	20,8	16,6	104,2	29,2	20,1	35,4	28,3	89,6	32,7	16,9	36,8	29,4	88,2
ПС 220 кВ РПП-1																															
АТ2	200	66,5	16,8	68,6	34,3	131,4	64,7	47,4	80,2	40,1	119,8	70	65,1	95,6	47,8	104,4	65	60,2	88,6	44,3	111,4	-	-	-	-	-	51	60,5	79,1	39,6	120,9
АТ3	200	66,5	16,8	68,6	34,3	131,4	64,7	47,4	80,2	40,1	119,8	100,6	65,1	119,8	59,9	80,2	65	60,2	88,6	44,3	111,4	76	48,5	90,2	45,1	109,8	51	60,5	79,1	39,6	120,9
ПС 220 кВ Зашексинская																															
АТ1	63	4,7	0,8	4,8	7,6	58,2	4,6	1,9	5	7,9	58	1,4	0,8	1,6	2,5	61,4	-	-	-	-	-	1,2	0,7	1,4	2,2	61,6	7,8	13,1	15,2	24,1	47,8
АТ2	63	3,7	0,1	3,7	5,9	59,3	4,6	2	5	7,9	58	1,4	0,8	1,6	2,5	61,4	14	2	14,1	22,4	48,9	14,2	5,7	15,3	24,3	47,7	9	3,5	9,7	15,4	53,3
ПС 220 кВ Первомайская																															
Т (2х40)	80	6,4	2,3	6,8	8,5	73,2	9,7	3,4	10,3	12,9	69,7	10,1	5	11,3	14,1	68,7	9	1,6	9,1	11,4	70,9	21,9	3,6	22,2	27,8	57,8	17,3	5,3	18,1	22,6	61,9
ПС 220 кВ ГПП-1																															
АТ1	125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33,9	72	79,6	63,7	45,4	9,4	35,7	36,9	29,5	88,1
АТ2	125	7,6	2,8	8,1	6,5	116,9	31,7	19,6	37,3	29,8	87,7	49,5	12,7	51,1	40,9	73,9	35,4	20,1	40,7	32,6	84,3	33,9	72	79,6	63,7	45,4	9,4	35,7	36,9	29,5	88,1
	1956*					1069,5					1054,7					947,4					1359,1					1110,4					1300,9

Примечание\* - без учёта демонтированной на текущий момент ПС 220 кВ Вологда - Южная с АТ 2х200 МВА

Таблица 51 – Характеристика и возрастная структура оборудования ЛЭП 220 кВ и выше

№ пп	Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж., кВ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Число цепей, шт.	Протяженность по трассе	Провод		Срок службы		
							Марка	Протяженность по цепям, км	2015г.	2017г.	2021г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>ЛЭП 750 кВ:</b>						<b>131,94</b>					
1	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Белозерская	750	2004		1	131,94 км (269,5 км)**	5хАС 300/39	131,94 (269,5 км)**	11	13	17
<b>ЛЭП 500 кВ:</b>						<b>360,32</b>		<b>360,69</b>			
2	ВЛ 500 кВ Белозерская - Вологодская	500	1987		1	132,162 км	3хАС 300/39	119,95	28	30	34
							3хАС 300/204	1,55			
				2003			3хАС 300/39	10,29			
3	ВЛ 500 кВ Белозерская -Череповецкая	500	1987		1	29,79 км	3хАС-300/39	29,44	28	30	34
4	ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Череповецкая	500	1969		1	87,86 км (416,8 км)**	3хАС 400/51	87,86 (416,8 км)**	46	48	52
							2хАС 500/336				
5	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Вологодская	500	1981		1	112,51 км (168,1 км)**	3хАС 400/51	112,51 (168,1 км)**	34	36	40
<b>ЛЭП 220 кВ:</b>						<b>1526,54</b>		<b>1527,77</b>			
6	ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (Тяговая) с отпайками	220	1989		1	191,46 км	АС 300/39	76,5	26	28	32
			1975		1			58,9	40	42	46
			1973		2			56,06	42	44	48
			1973		2			2,87*	42	44	48
7	ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол	220	1973		2	119 км	АС 300/39	56,06	42	44	48
			1988		1			59,98	27	29	33
				1989	2			2,96	26	28	32
			1973		2			2,62*	42	44	48
8	ВЛ 220 кВ Харовская (Тяговая) – Коноша с отпайкой на ПС Кадниковский (Тяговая)	220	1989		2	80,38 (124,44 км)**	АС 300/39	80,38 (80,38)**	26	28	32
					1			0			
					2			(44,06)**			
					2			1,56* (1,56)**			
9	ВЛ 220 кВ Явенга (Тяговая) – Коноша	220	1989		1	0,8 км (44,65 км)**	АС 300/39	0,8 (44,65)**	26	28	32
10	КВЛ 220 кВ Вологда Южная - Ростин	220	1971	2013	1	53,16 км	АС 300/39	52,416	44	46	50

	ЛОВО				1		AC 300/39	0,744			
11	КВЛ 220 кВ Пошехонье - Вологда Южная	220	1966	2013	1	37,962 км (102,05 км)**	AC 400/51	0,248 (0,248)**	49	51	55
					2		AC 400/51	37,714 (101,802)**			
12	ВЛ 220 кВ Вологодская – ГПП-2 ВПЗ I, II цепь	220	1985		2	15,5 км	AC 300/48	16,26	30	32	36
13							AC 400/51	14,7			
14	КВЛ 220 кВ Вологодская – Вологда-Южная I цепь	220	1973	2013	1	16,5 км	2хAC 300/39	0,342	42	44	48
					1		2хAC 300/39	7,316			
				1981	2		2хAC 300/39	8,5			
15	КВЛ 220 кВ Вологодская – Вологда-Южная II цепь	220	1981		2	16,5 км	2хAC 300/39	8,482	34	36	40
					1		2хAC 300/39	7,57			
				2013	2		2хAC 300/39	0,29			
16	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП I I цепь	220	1974		2	20,66 км	AC 240/32	41,32	41	43	47
17	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП I I с отпайкой на Т-5 II цепь	220	1974		2	20,66 км	AC 240/32	41,32	41	43	47
18	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-11 I, II цепь	220	1974		2	5,3 км	AC 240/32	10,6	41	43	47
19					2						
20	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-7 I цепь	220	1992		1	6,7 км	АСКП 300/39	2,1	23	25	29
					2		АСКП 300/39	4,6			
21	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-7 II цепь	220	1992		2	6,3 км	АСКП 300/39	4,6	23	25	29
					1		АСКП 300/39	1,7			
22	ВЛ 220 кВ РПП-2–ГПП-3 № 1 I цепь с отпайкой на ГПП-3А	220	1969		2	6,5 км	AC 300/39	12,8	46	48	52
23	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-3 № 1 II цепь с отпайкой на Т6	220	1980		2	6,3 км			35	37	41
24	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-3 № 2 I цепь с отпайкой на Т7	220	1977		2	6,6 км	AC 300/39	13,3	38	40	44
25	ВЛ 220 кВ РПП-2–ГПП-3 № 2 II цепь с отпайкой на ГПП-3А					6,7 км					
26	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-5 I цепь	220	1969		2	5,2 км	AC 240/39	10,4	46	48	52
27	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-5 II цепь с отпайкой на ГПП-5А					5,2 км					
28	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-5 I цепь	220	1974		2	15,6 км	AC 240/32	31,2	41	43	47
29	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-5А II цепь										

30	КВЛ 220 кВ Белозерская – РПП-1	220	1962		1	35,9 км	AC 400/51	6	53	55	59
			2011	2011	1		AC 400/51	1,1	4	6	10
			2011	2011	2		AC 400/51	28,8	4	6	10
31	ВЛ 220 кВ Белозерская-ГПП-1	220	2011	2011	2	38,9 км	AC 400/51	28,4	4	6	10
		220	2011	2011	1		AC 400/51	1,14	4	6	10
		220	1959		1		AC 300/48	5,23	56	58	62
			1969		2		AC 300/48	4,13	46	48	52
32	ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-1	220	1969		2	8,9 км	AC 400/51	4,1	46	48	52
					1		AC 400/51	0,15			
					2		AC 400/51	4,65			
33	КВЛ 220 кВ РПП-2 – РПП-1	220	1969		2	4,7 км	AC 500/64	4,7	46	48	52
34	ВЛ 220 кВ Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская	220	1962		1	54,48 км (102,65 км)**	AC 400/51	53,32 (101,49)**	53	55	59
				1991	2		БС 300				
			1984		1		AC 400/51	1,16 (1,16)**			
35	ВЛ 220 кВ Белозерская - Первомай-ская	220	1962	1991	2	38,7 км	AC 400/51	13,8* (13,8)**	31	33	37
					1		AC 400/51	2,31			
		220	2011	2011	1		AC 400/51	6,68	53	55	59
		220	2011	2011	2		AC 400/51	1,56			
		220	2011	2011	2		AC 400/51	28,15	4	6	10
36	ВЛ 220 кВ Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская	220	2011	2011	2	87,25 км (136,07 км)**	AC-400/51	87,25 (136,07)**	4	6	10
		220	2011	2011	1		AC-400/51		4	6	10
		220	1959		1		AC-300/48		56	58	62
		220	1984		1	13,8* (13,8)**	AC 400/51	13,8* (13,8)**	31	33	37
37	КВЛ 220 кВ Череповецкая – РПП-1	220	1984		1	21,3 км	AC 400/64	4,9	31	33	37
			1972		2		AC 400/51	16,4	43	45	49
38	ВЛ 220 кВ Череповецкая – РПП-2	220	1972		2	16,4 км	AC 400/64	16,2	43	45	49
					1		AC 400/51	0,2			
39	ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 – РПП-2	220	1983		1	10,6 км	AC 300/39	7,6	32	34	38
			1972		2		AC 300/39	3	43	45	49

40	ВЛ 220 кВ РПП 2 - ГПП 12 с отпайкой на ГПП-6 (ВЛ 220 кВ Агломерат 1)	220	1972		2	7,7 км	АС 300/39	3	43	45	49
			1983		1		АС 300/39	0,3	32	34	38
			1972		2		АС 300/39	4,4*	43	45	49
41	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП 12 с отпайкой на ГПП-6 (ВЛ 220 кВ Агломерат 2)	220	1972		2	19,4 км	АС 300/39	4,4	43	45	49
			1985		2		АС 300/39	15*	30	32	36
42	ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 – Череповецкая	220	1985		1	21,3 км	АС 300/39	21,3	30	32	36
43	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - РПП-2 №1	220	1976		1	47,7 км	2хАС 400/51	47,7	39	41	45
44	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - РПП-2 №2	220	2015		1	48,3 км	2хАС 400/51	48,3	0	2	6
45	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая №1	220	1977		1	31,7 км	2хАС 400/51	31,7	38	40	44
46	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая №2	220	2015		1	31,9 км	2хАС 400/51	31,9	0	2	6
47	ВЛ 220 кВ Череповецкая –ГПП-1 ФосАгро-Череповец I цепь	220	1975		2	7,15 км	АС 240/39	14,3	40	42	46
			1978				АСКС 240/32		37	39	43
48	ВЛ 220 кВ Череповецкая –ГПП-1 ФосАгро-Череповец II цепь	220	1975		2	7,15 км	АС 240/39		40	42	46
			1978				АСКС 240/32		37	39	43
49	ВЛ 220 кВ Белозерская-РПП-2	220	2011		1	23,7 км	АС-400/51	23,7	4	6	10
50	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС- Октябрьская	220	н.д.		1	0,6 км	АС 300/39	0,6	н.д.	н.д.	н.д.
51	ВЛ 220 кВ Пошехонье-Ростилово	220	н.д.		1	15,51 км (84,45 км)**	АС-400/51	15,51 км (84,45)**	н.д.	н.д.	н.д.
52	ВЛ 220 кВ Череповецкая –ГПП-3 ФосАгро-Череповец I цепь	220	н.д.		1	5,9 км	АС 300/39	5,9	н.д.	н.д.	н.д.
53	ВЛ 220 кВ Череповецкая –ГПП-3 ФосАгро-Череповец II цепь	220	н.д.		1	5,9 км	АС 300/39	5,9	н.д.	н.д.	н.д.

Примечание: \* - длина отпайки,

\*\* - в скобках указана полная длина линий связи 220 кВ и выше с соседними энергосистемами, без скобок - протяжённость ЛЭП только по территории Вологодской области.

Таблица 52 – Абонентские подстанции 220 кВ

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы		
						2015 г.	2017г.	2021 г.
ОАО «РЖД»								
1	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая)	220	2х63	2 хАТ	1987	28	30	34
		110	2х40	2хТ	1987	28	30	34
2	ПС 220 кВ Явенга (Тяговая)	220	2х63	2хАТ	1987	28	30	34
3	ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая)	220	2х40	2хТ	1987	28	30	34
4	ПС 220 кВ Октябрьская	220	125	АТ	2001	14	16	20
ПАО «Северсталь»								
5	ПС 220 кВ ГПП-1	220	2х125	2хАТ	2013	2	4	8
		110	2х63	2хТ	1979	36	38	42
6	ПС 220 кВ ГПП-3	220	100	Т1				
			100	Т2				
			160	Т5				
			63	Т6				
			63	Т7				
			160	Т8				
		110	63	Т3	2010	5	7	11
			63	Т4	2010	5	7	11
7	ПС 220 кВ ГПП-3А	220	2х63	2хТ	1979	36	38	42
8	ПС 220 кВ ГПП-6	220	2х32	2хТ	2000	15	17	21
9	ПС 220 кВ ГПП-7	220	2х100	2хТ	1992	23	25	29
10	ПС 220 кВ ГПП-7А	220	2х63	2хТ	1992	23	25	29
11	ПС 220 кВ ГПП-7Б	220	2х63	2хТ	2007	8	10	14
12	ПС 220 кВ ГПП-11	220	5х63	5хТ	1980	35	37	41
13	ПС 220 кВ ГПП-12	220	2х63	2хТ	1971	44	46	50
			100	Т	1983	32	34	38
14	ПС 220 кВ ГПП-14	220	3х100	3хТ	2005	10	12	16
АО «ФосАгро - Череповец»								
15	ПС 220 кВ ГПП-5	220	3х63	3хТ	1971 (Т1)	44	46	50
					2010 (Т2,Т3)	5	7	11
16	ПС 220 кВ ГПП-5А	220	2х40	2хТ	1992	23	25	29
17	ПС 220 кВ ГПП-1	220	2х63	2хТ	1973	42	44	48
18	ПС 220 кВ ГПП-3	220	2х63	2хТ	1987	28	30	34
ООО «Энерготранзит Альфа»								
19	ПС 220 кВ ГПП-2	220	2х63	2хТ	2005	10	12	16



## 2.5 Анализ существующего состояния объектов 110 кВ

### 2.5.1 Техническое состояние подстанций и линий электропередач

Для выполнения технологического присоединения потребителей к сети филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», основной задачей которого является транспорт и распределение электроэнергии, необходимо иметь надёжную электрическую сеть 110 кВ.

Под надёжностью электрической сети (или её участка) понимается способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии без ухудшения её качества от источников к потребителям и в соответствии с заданным графиком нагрузки, в нормальных и послеаварийных режимах. В свою очередь, надёжность сети зависит от технического уровня и технического состояния входящих в её состав элементов и схемы их соединения.

Ниже представлены показатели, характеризующие технический уровень электросетевых объектов и их техническое состояние, таблицы 53-55. Оценка технического уровня дана на основании анализа основных параметров электросетевых объектов, предоставленных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго». В таблицу 53 включена одна ПС 110 кВ МУП г. Череповца «Электросеть».

Таблица 53 – Техническое состояние и возрастная структура основного оборудования ПС 110 кВ

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, г		
								2015	2017	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЧЭС										
1	ПС 110 кВ Искра	110/10	T-1	ТДН	40	2011	хорошее	4	6	10
		110/10	T-2	ТДН	40	2011	хорошее	4	6	10
2	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	T-1	ТРДН	40	2007	хорошее	8	10	14
		110/10	T-2	ТРДН	40	2007	хорошее	8	10	14
3	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	T-1	ТДН	10	2008	хорошее	7	9	13
		110/10	T-2	ТДН	10	2008	хорошее	7	9	13
4	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	T-1	ТМН	2,5	2003	хорошее	12	14	18
		110/10	T-2	ТМН	6,3	1990	хорошее	25	27	31
5	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2011	удовлетворительное	4	6	10
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2006	удовлетвори-	9	11	15

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, г		
								2015	2017	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
							тельное			
6	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1992	удовлетворительное	23	25	29
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1993	удовлетворительное	22	24	28
7	ПС 110 кВ Желябово	110/10	T-1	ТМН	2,5	1970	требуется замена	45	47	51
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1997	требуется замена	18	20	24
8	ПС 110 кВ Загородная	110/10	T-1	ТДН	10	1976	удовлетворительное	39	41	45
		110/10	T-2	ТДН	10	1982	удовлетворительное	33	35	39
9	ПС 110 кВ Заполье	110/10	T-1	ТМН	2,5	1987	удовлетворительное	28	30	34
10	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2005	удовлетворительное	10	12	16
11	ПС 110 кВ Енюково	110/10	T-1	ТМН	6,3	2009	удовлетворительное	6	8	12
		110/10	T-2	ТМН	6,3	2009	удовлетворительное	6	8	12
12	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	2007	удовлетворительное	8	10	14
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1993	удовлетворительное	22	24	28
13	ПС 110 кВ Климовское	110/35/10	T-1	ТДТН	16	1979	удовлетворительное	36	38	42
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2005	удовлетворительное	10	12	16
14	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	T-2	ТДТН	10	2002	удовлетворительное	13	15	19
		110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1969	удовлетворительное	46	48	52
15	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	T-1	ТМН	2,5	1982	удовлетворительное	33	35	39
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1980	удовлетворительное	35	37	41
16	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2006	удовлетворительное	9	11	15
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2006	удовлетворительное	9	11	15
17	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1977	удовлетворительное	38	40	44
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1981	удовлетворительное	34	36	40
18	ПС 110 кВ Петриневе	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1980	удовлетворительное	35	37	41
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1980	удовлетворительное	35	37	41
19	ПС 110 кВ Покровское	110/10	T-1	ТМН	2,5	1986	удовлетворительное	29	31	35
20	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	T-1	ТДН	10	2012	удовлетворительное	3	5	9
		110/10	T-2	ТДН	10	1975	удовлетворительное	40	42	46

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, г		
								2015	2017	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1969	требуется замена	46	48	52
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1980	требуется замена	35	37	41
22	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1978	требуется замена	37	39	43
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1969	требуется замена	46	48	52
23	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2003	хорошее	12	14	18
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2003	хорошее	12	14	18
24	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6	T-1	ТДТН	40	1984	удовлетворительное	31	33	37
		110/35/6	T-2	ТДТН	40	1984	удовлетворительное	31	33	37
Суммарная мощность, МВА					615,3					
ТЭС										
1	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1968	хорошее	47	49	53
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1995	хорошее	20	22	26
2	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	T-1	ТДТН	16	1980	хорошее	35	37	41
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	1979	хорошее	36	38	42
3	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1987	удовлетворительное	28	30	34
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1977	удовлетворительное	38	40	44
4	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2014	хорошее	1	3	7
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2014	хорошее	1	3	7
5	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1993	удовлетворительное	22	24	28
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1993	удовлетворительное	22	24	28
6	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1990	удовлетворительное	25	27	31
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1990	удовлетворительное	25	27	31
7	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	T-1	ТДН	10	1970	удовлетворительное	45	47	51
		110/10	T-2	ТДН	10	1995	удовлетворительное	20	22	26
8	ПС 110 кВ В.Спасский Погост	110/10	T-1	ТМН	2,5	1981	удовлетворительное	34	36	40
9	ПС 110 кВ Царева	110/10	T-1	ТМТ	6,3	1985	удовлетворительное	30	32	36
10	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	T-1	ТАМ	2,5	1970	удовлетворительное	45	47	51
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1999	удовлетворительное	16	18	22
11	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	T-1	ТМН	2,5	1983	удовлетворительное	32	34	38
12	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	T-1	ТМН	2,5	2013	отличное	2	4	8
		110/10	T-2	ТМН	2,5	2013	отличное	2	4	8
Суммарная мощность, МВА					165,9					
ВЭС										
1	ПС 110 кВ	110/35/6	T-1	ТДТНГ	10	1980	удовлетвори-	35	37	41

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, г		
								2015	2017	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Ананьино						тельное			
2	ПС 110 кВ Биряково	110/10	T-1	ТМН	2,5	2001	хорошее	14	16	20
		110/10	T-2	ТМН	2,5	2003	хорошее	12	14	18
3	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1991	хорошее	24	26	30
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1991	хорошее	24	26	30
4	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1979	удовлетворительное	36	38	42
5	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	ТДТН	40	2013	отличное	2	4	8
		110/35/10	T-2	ТДТН	40	1988	удовлетворительное	27	29	33
6	ПС 110 кВ Вохтога	110/10	T-1	ТДН	10	1977	удовлетворительное	38	40	44
		110/10	T-2	ТДН	10	1977	удовлетворительное	38	40	44
7	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6	T-1	ТДН	10	1987	удовлетворительное	28	30	34
		110/6	T-2	ТДН	10	1986	удовлетворительное	29	31	35
8	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	T-1	ТДТН	25	2009	удовлетворительное	6	8	12
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1996	удовлетворительное	19	21	25
9	ПС 110 кВ Жерноково	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1982	удовлетворительное	33	35	39
10	ПС 110 кВ Западная	110/35/6	T-1	ТДТНГ	40,5	1969	удовлетворительное	46	48	52
		110/35/6	T-2	ТДТН	40	1978	удовлетворительное	37	39	43
11	ПС 110 кВ Кадников	110/10	T-1	ТДН	10	2006	хорошее	9	11	15
		110/10	T-2	ТДН	10	2006	хорошее	9	11	15
12	ПС 110 кВ Кипелово	110/10	T-1	ТДН	16	1980	удовлетворительное	35	37	41
		110/10	T-2	ТДН	16	1980	удовлетворительное	35	37	41
13	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1986	удовлетворительное	29	31	35
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1986	удовлетворительное	29	31	35
14	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1980	удовлетворительное	35	37	41
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1980	удовлетворительное	35	37	41
15	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	T-1	ТМН	2,5	1994	удовлетворительное	21	23	27
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1996	удовлетворительное	19	21	25
16	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1985	удовлетворительное	30	32	36
17	ПС 110 кВ Новленское	110/10	T-1	ТДН	10	1989	хорошее	26	28	32
		110/10	T-2	ТДН	10	1991	хорошее	24	26	30
18	ПС 110 кВ Плоское	110/10	T-1	ТМН	2,5	1986	удовлетворительное	29	31	35
19	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	T-1	ТМ	2,5	1994	удовлетворительное	21	23	27
20	ПС 110 кВ	110/10	T-1	ТМН	2,5	2005	хорошее	10	12	16

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, г		
								2015	2017	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Семигородная									
21	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1978	удовлетворительное	37	39	43
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1980	удовлетворительное	35	37	41
22	ПС 110 кВ Харовск (Районная)	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1996	хорошее	19	21	25
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1984	хорошее	31	33	37
23	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	T-1	TOTRc	40	2010	хорошее	5	7	11
		110/10/6	T-2	TOTRc	40	2008	хорошее	7	9	13
24	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	T-1	ТМН	2,5	1982	удовлетворительное	33	35	39
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1981	удовлетворительное	34	36	40
Суммарная мощность, МВА					617,7					
ВУЭС										
1	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/6	T-1	ТДТН	16	1982	удовлетворительное	33	35	39
		110/35/6	T-2	ТДТН	16	1976	удовлетворительное	39	41	45
2	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2000	удовлетворительное	15	17	21
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2000	удовлетворительное	15	17	21
3	ПС 110 кВ Приводино	110/35/10	T-1	ТМТН	16	2007	хорошее	8	10	14
		110/35/10	T-2	ТМТН	16	2007	хорошее	8	10	14
4	ПС 110 кВ Кич. Городок	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1983	удовлетворительное	32	34	38
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1967	удовлетворительное	48	50	54
5	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1984	удовлетворительное	31	33	37
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2012	удовлетворительное	3	5	9
6	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2013	хорошее	2	4	8
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2013	хорошее	2	4	8
7	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	T-1	ТМН	2,5	1995	удовлетворительное	20	22	26
		110/10	T-2	ТАМГ	2,5	1965	удовлетворительное	50	52	56
8	ПС 110 кВ Усть Алексеево	110/10	T-1	ТМТН	6,3	2004	удовлетворительное	11	13	17
		110/10	T-2	ТМТН	6,3	1976	удовлетворительное	39	41	45
9	ПС 110 кВ Борки	110/6	T-1	ТДТН	10	1983	Большой физический износ силовых трансформаторов	32	34	38
		110/6	T-2	ТДТНГ	10	1965	Большой физический износ силовых трансформаторов	50	52	56
10	ПС 110 кВ Суоловка	110/10	T-1	ТМН	2,5	2012	удовлетворительное	3	5	9

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, г		
								2015	2017	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	ПС 110 кВ Калинино	110/10	T-1	ТМН	2,5	2013	удовлетворительное	2	4	8
		110/10	T-2	ТМ	6,3	1980	удовлетворительное	35	37	41
12	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	T-1	ТАМГ	2,5	1968	удовлетворительное	47	49	53
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1990	удовлетворительное	25	27	31
13	ПС 110 кВ Вострое	110/10	T-1	ТАМГ	2,5	1970	удовлетворительное	45	47	51
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1988	удовлетворительное	27	29	33
Суммарная мощность, МВА					214,9					
КЭС										
1	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1986	удовлетворительное	29	31	35
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1988	удовлетворительное	27	29	33
2	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	T-1	ТДТН	6,3	1992	удовлетворительное	23	25	29
3	ПС 110 кВ Вашки	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1988	удовлетворительное	27	29	33
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1991	удовлетворительное	24	26	30
4	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	T-1	ТДТН	16	1971	удовлетворительное	44	46	50
		110/35/6	T-2	ТДТН	16	2012	хорошее	3	5	9
5	ПС 110 кВ Мегра	110/10	T-2	ТДМ	2,5	1979	удовлетворительное	36	38	42
6	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	2011	хорошее	4	6	10
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	2011	хорошее	4	6	10
7	ПС 110 кВ Белозерск	110/10	T-1	ТДТН	10	1970	хорошее	45	47	51
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1989	хорошее	26	28	32
8	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2002	хорошее	13	15	19
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2002	хорошее	13	15	19
9	ПС 110 кВ Андома	110/10	T-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	19	21	25
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1996	хорошее	19	21	25
10	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	T-1	ТМН	2,5	2007	удовлетворительное	8	10	14
11	ПС 110 кВ Ферапонтово	110/10	T-2	ТМ	6,3	1993	хорошее	22	24	28
		110/10	T-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	19	21	25
12	ПС 110 кВ Н-Торжок	110/10	T-1	ТМН	6,3	1996	хорошее	19	21	25
		110/10	T-2	ТМН	6,3	1996	хорошее	19	21	25
13	ПС 110 кВ Устье	110/10	T-1	ТМН	2,5		хорошее	-	-	-
Суммарная мощность, МВА					176,8					
Всего по филиалу «Вологдаэнерго»					1791					
МУП города Череповца «Электросеть»										
1	ПС 110 кВ ГПП-9	110/10/10	T-1	ТРДН	25	2005	хорошее	10	12	16
		110/10/10	T-2	ТРДН	25	2005	хорошее	10	12	16
Всего по МУП г. Череповца «Электросеть»					50					

Таблица 54 – Техническое состояние и возрастная структура оборудования 35 кВ на ПС 110 кВ

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Напряжение, кВ	Диспетч. название	Тип тр.	Ном. мощность, МВА	Год ввода в экспл.	Техническое состояние	Срок службы		
									2015 г.	2017 г.	2021 г.
ЧЭС											
1	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	35/10	Т-2	ТМ	1,6	1982	удовлетворительное	33	35	39
2	ПС 110 кВ Шексна	110/35/10	35/10	Т-3	ТМН	6,3	1984	удовлетворительное	31	33	37
3			35/10	Т-4	ТМН	6,3	1984	удовлетворительное	31	33	37
ВЭС											
4	ПС 110 кВ Плоское	110/35/10	35/10	Т-2	ТМ	2,5	1970	удовлетворительное	45	47	51
5	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	35/10	Т-1	ТМН	2,5	1983	удовлетворительное	32	34	38
КЭС											
6	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	35/10	Т-3	ТМ	0,56	1975	удовлетворительное	40	42	46
Всего, МВА						19,76					

Таблица 55 – Техническое состояние и возрастная структура основного оборудования ЛЭП 110 кВ.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Количество цепей	Физическое состояние	2015г	2017г	2021г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>ВУЭС</b>									
1	ВЛ 110 кВ РП Красавино – В.Устюг I, II цепь	1981, 2009	23,14	АС-120	2	Удовлетворительное	34	36	40
2	ВЛ 110 кВ Заовражье – РП Красавино I, II цепь с отпайкой на ПС Приводино	1970	0,6	АС-95	2	Удовлетворительное	45	47	51
		1970	0,12	АС-150	2		45	47	51
		1965	1,5	АС-300	2		50	52	56
		1981	36,372	АС-120	2		34	36	40
3	ВЛ 110 кВ Великий Устюг – Дымково I цепь с отпайкой на ПС Борки	1966	4,1	АС-70	2	Удовлетворительное	49	51	55
		2001	1,5	АС-300	2		14	16	20
		2001	0,167	АС-120	2		14	16	20
4	ВЛ 110 кВ Великий Устюг – Дымково II цепь с отпайкой на ПС Борки	1966	4,1	АС-70	2	Удовлетворительное	49	51	55
		2001	1,5	АС-300	2		14	16	20
		2001	0,167	АС-120	2		14	16	20
5	ВЛ 110 кВ Дымково – Усть Алексеево	1997	10,84	АС-120	2	Хорошее	18	20	24
		2000	37,86	АС-120	2		15	17	21
6	ВЛ 110 кВ Дымково – Кич.Городок с отпайкой на ПС Усть Алексеево	1966	57,8	АС-70	1	Удовлетворительное	49	51	55
7	ВЛ 110 кВ Полдарса – Вострое	1995	30,5	АС-120	1	Хорошее	20	22	26
8	ВЛ 110 кВ Дымково – Полдарса	1997	56,86	АС-120	1	Хорошее	18	20	24
9	ВЛ 110 кВ Кич.Городок – Калинино	1967	44,5	АС-70	1	Удовлетворительное	48	50	54
10	ВЛ 110 кВ Калинино – Никольск	1967	28,4	АС-70	1	Удовлетворительное	48	50	54
11	ВЛ 110 кВ Калинино – Зеленцово	1970	27,8	АС-70	1	Удовлетворительное	45	47	51
12	ВЛ 110 кВ Никольск – Павино	1972	70,4	АС-95	1	Удовлетворительное	43	45	49
13	ВЛ 110 кВ Тарнога – НПС	1981	48,6	АС-95	1	Ухудшенное	34	36	40
14	ВЛ 110 кВ НПС – Вострое	1988	42,13	АС-120	1	Хорошее	27	29	33
	<b>Всего:</b>		<b>528,956</b>						
<b>ВЭС</b>									
1	ВЛ 110 кВ Ростилово – Скалино (Тяговая) с отпайкой на ПС Плоское	1985	32,998	АС-185/29	1	Удовлетворительное	30	32	36
		1986	1,137	АС-95/16	1	Удовлетворительное	29	31	35
2	КВЛ 110 кВ Вологда – Южная – РП ВТЭЦ II цепь с отпайками	1963	11,526	АС-185/29 ACCR 300-T16	1	Удовлетворительное	52	54	58
3	КВЛ-110 кВ ОМЗ-1	1980	3,4	АС-120/19	1	Удовлетворительное	35	37	41
4	КВЛ-110 кВ ОМЗ-2	1980	3,4	АС-120/19	1	Удовлетворительное	35	37	41
5	ВЛ 110 кВ Ростилово – Грязовец II цепь	1973	12,973	АС-150/24	1	Удовлетворительное	42	44	48
6	ВЛ 110 кВ Воробьево -	1984	58,651	АС-95/16	1	Удовлетво-	31	33	37



№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протя- женность, км	Марка про- вода	Ко л- во це- пей	Физическое состояние	2015г .	2017г .	2021г .
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Шуйское					рительное			
7	ВЛ 110 кВ Харовская (Тя- говая) – Вожега с отпай- ками	1971	60,637	АС-150/24	1	Удовлетво- рительное	44	46	50
8	ВЛ 110 кВ Новленское – Нефедово	1977	23,312	АС-120/19	1	Удовлетво- рительное	38	40	44
9	отпайка 110 кВ на ПС Харовск (Районная)	1982	0,02	АС-150/24	1	Удовлетво- рительное	33	35	39
10	КВЛ 110 кВ Вологда - Южная – Кубенское с отпайками	1985	38,492	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	30	32	36
		1979	0,986	АС-95/16	1	Удовлетво- рительное	36	38	42
		1963	3,079	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	52	54	58
11	ВЛ 110 кВ Сокол – Кубенское	1961	47,097	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	54	56	60
12	ВЛ 110 кВ Сокол – Ха- ровская (Тяговая) с от- пайками	1981	85,788	АС-95/16 АС-150/24	1	Удовлетво- рительное	34	36	40
		1981	0,909	АС-150/24	1	Удовлетво- рительное	34	36	40
		2004	2,305	АС-120/19	1	Хорошее	11	13	17
13	КВЛ 110 кВ ГПЗ-1	1976	6,3	АС-300/39	1	Удовлетво- рительное	39	41	45
14	КВЛ 110 кВ ГПЗ-2	1976	6,3	АС-300/39	1	Удовлетво- рительное	39	41	45
15	КВЛ 110 кВ Вологда - Южная – Кипелово (Тяго- вая) с отпайкой на ПС Кипелово (Районная)	1980	47,006	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	35	37	41
		1980	3,484	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	35	37	41
16	КВЛ 110 кВ Вологда - Южная – РП ВТЭЦ I цепь с отпайками	1963	11,528	АССР 300- Т16 АС- 150/24	1	Удовлетво- рительное	52	54	58
17	КВЛ 110 кВ Вологда - Южная – Шексна с отпайкой на ПС Кипелово(Районная)	1961	61,558	АС-185/29 АС-150/24	1	Удовлетво- рительное	54	56	60
		1980	3,593	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	35	37	41
18	ВЛ 110 кВ Кипелово (Тя- говая) – Шексна	1961	22,949	АС-185/29 АС-150/24	1	Удовлетво- рительное	54	56	60
19	отпайка на ПС 110 кВ Кипелово (Районная)	1980	3,593	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	35	37	41
20	КВЛ 110 кВ Вологда - Южная – Западная	1963	14,746	АС-185/29	1	Удовлетво- рительное	52	54	58
21	ВЛ 110 кВ Сокол - Во- робьево с отпайками	1982	56,667	АС-150/24 АС-120/19	1	Удовлетво- рительное	33	35	39
		1979	1,072	АС-95/16	1	Удовлетво- рительное	36	38	42
		1979	1,427	АС-120/19	1	Удовлетво- рительное	36	38	42
22	ВЛ 110 кВ Сухонский ЦБЗ-1	1974	7,021	АС-150/19	1	Удовлетво- рительное	41	43	47

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Количество цепей	Физическое состояние	2015г	2017г	2021г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ВЛ 110 кВ Сухонский ЦБЗ-2	1974	7,021	АС-150/19	1	Удовлетворительное	41	43	47
24	ВЛ 110 кВ Грязовец-Тяговая-1	1981	2,959	АС-120/19	1	Удовлетворительное	34	36	40
25	ВЛ 110 кВ Грязовец-Тяговая-2	1981	2,959	АС-120/19	1	Удовлетворительное	34	36	40
26	ВЛ 110 кВ Биряково – Погорелово	1967	23,126	АС-95/16	1	Удовлетворительное	48	50	54
27	отпайки на ПС 110 кВ Луговая	1974	0,743	АС-120/19	1	Удовлетворительное	41	43	47
28		1974	0,743	АС-120/19	1	Удовлетворительное	41	43	47
29	ВЛ 110 кВ РП ВТЭЦ – Центральная II цепь с отпайкой на ПС Восточная	1974	5,821	АССР 300-Т16 ПС-70 АС-120/19	1	Удовлетворительное	41	43	47
		1977	0,77	АС-120/19	1	Удовлетворительное	38	40	44
30	ВЛ-110 кВ Сокол - Кадников	1965	18,517	АС-95/16 АС-120/19 АС-150/24	1	Удовлетворительное	50	52	56
31	ВЛ 110 кВ Грязовец – Вохтога (Районная) с отпайкой на ПС Жернаково	1975	45,146	АС-95/16 АС-150/24	1	Удовлетворительное	40	42	46
		1976	1,036	АС-95/16	1	Удовлетворительное	39	41	45
32	ВЛ 110 кВ Воробьево – Погорелово	1982	64,38	АС-150/24 АС-120/19	1	Удовлетворительное	33	35	39
33	ВЛ 110 кВ Очистные-1 с отпайкой на ПС ГДЗ	1975	7,814	АС-240/32 АС-150/24	1	Удовлетворительное	40	42	46
		1975	0,368	АС-95/16	1	Удовлетворительное	40	42	46
34	ВЛ 110 кВ Очистные-2 с отпайкой на ПС ГДЗ	1975	7,814	АС-240/32 АС-150/24	1	Удовлетворительное	40	42	46
		1975	0,368	АС-95/16	1	Удовлетворительное	40	42	46
35	ВЛ 110 кВ Нефедово – Никольский Торжок	1985	0,931	АС-120/19	1	Удовлетворительное	30	32	36
36	ВЛ 110 кВ РП ВТЭЦ – Центральная I цепь с отпайкой на ПС Восточная	1974	5,821	АССР 300-Т16 ПС-70 АС-120/19	1	Удовлетворительное	41	43	47
		1977	0,77	АС-120/19	1	Удовлетворительное	38	40	44
37	ВЛ 110 кВ Печаткино-1	1982	8,313	АС-120/19 АС-240/39	1	Удовлетворительное	33	35	39
38	ВЛ 110 кВ Печаткино-2	1982	8,313	АС-120/19 АС-240/39	1	Удовлетворительное	33	35	39
39	ВЛ 110 кВ Ростилово – Грязовец I цепь	1973	12,973	АС-150/24	1	Удовлетворительное	42	44	48
40	ВЛ 110 кВ Сямжа – Чушевицы	1989	51,46	АС-120/19	1	Хорошее	26	28	32
41	ВЛ 110 кВ Явенга (Тяговая) – Вожега	1990	20,31	АС-120/19	1	Хорошее	25	27	31

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Количество цепей	Физическое состояние	2015г	2017г	2021г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42	ВЛ 110 кВ Сокол – Биряково	1967	98,513	АС-95/16 АС-150/24	1	Удовлетворительное	48	50	54
43	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) – Сямжа с отпайкой на ПС Харовск	1979	53,746	АС-95/16 АС-150/24	1	Удовлетворительное	36	38	42
44		1981	0,508	АС-150/24	1	Удовлетворительное	34	36	40
45	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) - Никольский Погост	1993	16,067	АС-120/19	1	Хорошее	22	24	28
46	ВЛ 110 кВ Кубенское – Новленское	1985	30,468	АС-120/19	1	Удовлетворительное	30	32	36
47	отпайка на ПС 110 кВ Пундуга	1971	3,885	АС-70/11	1	Удовлетворительное	44	46	50
	<b>Всего:</b>		<b>1135,617</b>						
<b>КЭС</b>									
1	ВЛ 110 кВ Кириллов – Никольский Торжок I, II цепь с отпайками	1986	25,4	АС-120/19	2	Хорошее	29	31	35
2	ВЛ 110 кВ Восточная – Андома с отпайкой на ПС Устье	1996	33,33	АС-120/20	1	Хорошее	19	21	25
3	ВЛ 110 кВ Петрино – Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка	1989	64,5	АС-120/21	1	Хорошее	26	28	32
4	ВЛ 110 кВ Белоусово – Восточная I, II цепь	1996	11,59	АС-120/22	2	Хорошее	19	21	25
5	ВЛ 110 кВ Подпорожская – Белоусово II, I цепь с отпайками	1989	61,5	АС-120/23	2	Хорошее	26	28	32
6	ВЛ 110 кВ Антушево – Белозерск	1984	19,2	АС-120/24	1	Хорошее	31	33	37
7	ВЛ 110 кВ Кириллов – Белозерск	1977	40,5	АС-150/24	1	Хорошее	38	40	44
8	ВЛ 110 кВ Нефедово – Никольский Торжок	1976	24,7	АС-150/25	1	Хорошее	39	41	45
	<b>Всего:</b>		<b>280,72</b>						
<b>ТЭС</b>									
1	ВЛ 110 кВ Тарнога – Заячерецкая с отпайкой на ПС В. Спасский Погост (ВЛ 110 кВ Тарнога – Заячерецкая)	1980	72,76	АС-95	1	Удовлетворительное	35	37	41
2	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 – Бабушкино	1970	33,41	АС-95	1	Удовлетворительное	45	47	51
3	ВЛ 110 кВ Рослятино – Зеленцово с отпайкой на ПС Ляменьга	1972	44,8	АС-70	1	Удовлетворительное	43	45	49
		1983	2,8	АС-70	1	Удовлетворительное	32	34	38
4	ВЛ 110 кВ Бабушкино – Рослятино	1971	66,7	АС-95	1, 2	Удовлетворительное	44	46	50
5	ВЛ 110 кВ Тарнога – Власьевская	1970	36,1	АС-95	1	Удовлетворительное	45	47	51
6	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 – Власьевская	1970	64,15	АС-95	1	Удовлетворительное	45	47	51

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Количество цепей	Физическое состояние	2015г	2017г	2021г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ВЛ 110 кВ Воробьево – Погорелово	1980	11,32	АС-150	1	Удовлетворительное	35	37	41
8	ВЛ 110 кВ Верховажье – Вельск	1983	44,2	АС-95	1	Удовлетворительное	32	34	38
9	ВЛ-110 кВ Сямжа-Чушевицы	1989	23,41	АС-120	1, 2	Удовлетворительное	26	28	32
10	ВЛ 110 кВ Погорелово – Тотьма-2	1995	71,34	АС-300, АС-185	1, 2	Удовлетворительное	20	22	26
11	ВЛ 110 кВ Чушевицы – Верховажье	1994	43,13	АС-120	1	Удовлетворительное	21	23	27
12	ВЛ 110 кВ Погорелово – Тотьма-1 с отпайкой на ПС Царева	1967	53,12	АС-95	1	Удовлетворительное	48	50	54
		1983	1,8	АС-95	1	Удовлетворительное	32	34	38
14	ВЛ 110 кВ Тотьма-1 – Тотьма-2	1970	8,4	АСО-240, АС-95	1, 2	Удовлетворительное	45	47	51
15	ВЛ 110 кВ Биряково – Погорелово	1967	12,95	АС-95	1, 2	Удовлетворительное	48	50	54
	<b>Всего:</b>		<b>590,39</b>						
<b>ЧЭС</b>									
1	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье	1970	75,99	АС-120/19	2	Удовлетворительное	45	47	51
2	ВЛ 110 кВ Бабаево – Бабаево (Тяговая)	2002	5,31	АС-120/19		Удовлетворительное	13	15	19
3	ВЛ 110 кВ Батран -1	1990	34,90	АС-150/24	2	Удовлетворительное	25	27	31
4	ВЛ 110 кВ Батран -2	1990	34,90	АС-150/24		Удовлетворительное	25	27	31
5	ВЛ 110 кВ Петриневе – Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка	1972	36,00	АС-120/19 АС-95/16	1	Удовлетворительное	43	45	49
6	ВЛ 110 кВ Завод-1	1969	3,60	АСО-300/39	2	Удовлетворительное	46	48	52
7	ВЛ 110 кВ Завод-2	1969	3,60	АСО-300/39		Удовлетворительное	46	48	52
8	ВЛ 110 кВ Завод-3	1969	3,80	АСО-300/39	2	Удовлетворительное	46	48	52
9	ВЛ 110 кВ Завод-4	1969	3,80	АСО-300/39		Удовлетворительное	46	48	52
10	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Суда I цепь с отпайкой на ПС Кадуи	1978	30,04	АС-150/24 АС-120/19	2	Удовлетворительное	37	39	43
11	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Суда II цепь с отпайкой на ПС Кадуи	1978	30,04	АС-150/24 АС-120/19		Удовлетворительное	37	39	43
12	КВЛ 110 кВ Вологда - Южная – Шексна с отпайкой на ПС Кипелово	1984	22,84	АС-185/29	2	Удовлетворительное	31	33	37
13	ВЛ 110 кВ Кипелово (Тяговая) – Шексна	1984	21,66	АС-185 АС-150		Удовлетворительное	31	33	37
14	ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками	1963	4,60	АС-240/39, АСК-185/29	2	Удовлетворительное	52	54	58
15	ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 II цепь с отпайками	1963	4,60	АС-240/39, АСК-185/29		Удовлетворительное	52	54	58

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Количество цепей	Физическое состояние	2015г	2017г	2021г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ВЛ 110 кВ Суда – Коротово	1976	35,03	АС-150/24	1	Удовлетворительное	39	41	45
17	ВЛ 110 кВ РПП-1 – Петриневе I цепь с отпайками	1972	42,69	АС-120/19, АС-70/11	2	Удовлетворительное	43	45	49
18	ВЛ 110 кВ РПП-1 – Петриневе II цепь с отпайками	1972	42,69	АС-120/19, АС-70/11		Удовлетворительное	43	45	49
19	ВЛ 110 кВ Бабаево – Подборовье с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая)	2000	65,05	АС-300/48, АС-120/19		Удовлетворительное	15	17	21
20	ВЛ 110 кВ Устюжна – Покровское	1982	59,20	АС-95/16	1	Удовлетворительное	33	35	39
21	ВЛ 110 кВ Поселковая-1	1978	1,3	АС-120/19	2	Удовлетворительное	37	39	43
22	ВЛ 110 кВ Поселковая-2	1978	1,3	АС-120/19		Удовлетворительное	37	39	43
23	ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС – ГПП-1 I цепь с отпайкой на ГПП-4	1959	2,24	АС-240/39	2	Удовлетворительное	56	58	62
24	ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС – ГПП-1 II цепь с отпайкой на ГПП-4	1959	2,24	АС-240/39		Удовлетворительное	56	58	62
25	ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I цепь с отпайками	1975	33,90	АС-120/19, АС-70/11	2	Удовлетворительное	40	42	46
26	ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда II цепь с отпайками	1975	33,90	АС-120/19, АС-70/11		Удовлетворительное	40	42	46
27	ВЛ 110 кВ Тяговая-1	1983	4,2	АС-120/19	2	Удовлетворительное	32	34	38
28	ВЛ 110 кВ Тяговая-2	1983	4,2	АС-120/19		Удовлетворительное	32	34	38
29	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая)	2002	21,60	АС-120/19	2	Удовлетворительное	13	15	19
30	ВЛ 110 кВ Бабаево (Тяговая) – Уйта (Тяговая)	2002	50,70	АС-120/19		Удовлетворительное	13	15	19
31	ВЛ 110 кВ Коротово – Устюжна с отпайкой на ПС Желябово	1978	65,30	АС-120/19	1	Удовлетворительное	37	39	43
32	ВЛ 110 кВ Чагода – Анисимово	1980	17,01	АС-95/16	2	Хорошее	35	37	41
33	ВЛ 110 кВ Ефимовская – Анисимово с отпайкой на ПС Сомино	1980	14,21	АС-95/16		Удовлетворительное	35	37	41
34	ВЛ 110 кВ Чагода – Покровское с отпайкой на ПС Избоищи	1982	46,15	АС-95/16	1	Удовлетворительное	33	35	39
35	ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками	1979	58,16	АС-120/19 АС-185/29	2	Удовлетворительное	36	38	42
36	ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками	1979	58,16	АС-120/19 АС-185/29		Удовлетворительное	36	38	42
37	ВЛ 110 кВ Кварц-1	2008	10,2	АС-120/19	2	Хорошее	7	9	13
38	ВЛ 110 кВ Кварц-2	2008	10,2	АС-120/19		Хорошее	7	9	13
	<b>Всего:</b>		<b>995,31</b>						

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Количество цепей	Физическое состояние	2015г	2017г	2021г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	<b>ИТОГО:</b>		3968,507						

Таблица 56 – Абонентские подстанции 110 кВ

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы		
						2015 г.	2017г.	2021 г.
ОАО «РЖД»								
1	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая)	110	2х40	2хТ	1982	33	35	39
2	ПС 110 кВ Скалино (тяговая)	110	2х40	2хТ	1980	35	37	41
3	ПС 110 кВ Туфаново (тяговая)	110	2х36	2хТ	2006	9	11	15
4	ПС 110 кВ Вохтога (тяговая)	110	2х40	2хТ	2006	9	11	15
5	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая)	110	3х25	3хТ	2000	15	17	21
6	ПС 110 кВ Уйта (тяговая)	110	2х40	2хТ	2000	15	17	21
7	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая)	110	2Х16	2хТ	2001	14	16	20
8	ПС 110 кВ Череповец (тяговая)	110	2х40	2хТ	1982	33	35	39
9	ПС 110 кВ Шексна (тяговая)	110	2х40	2хТ	1982	33	35	39
10	ПС 110 кВ Вологда (тяговая)	110	3х40	3хТ	1981	34	36	40
11	ПС 110 кВ Печаткино (тяговая)	110	2х40	2хТ	1987	28	30	34
12	ПС 110 кВ Грязовец (тяговая)	110	2х40	2хТ	1980	35	37	41
13	ПС 110 кВ Буй (тяговая)	110	2х40	2хТ	1988	27	29	33
ПАО «Северсталь»								
14	ПС 110 кВ ГПП-2	110	2х60	2хТ	1973	42	44	48
		110	40	Т	2003	12	14	18
ООО «Энерготехснаб»								
15	ПС 110 кВ Ява	110	2х16	2хТ	2010	5	7	11
ОАО «ВОМЗ»								
16	ПС 110 кВ ВОМЗ	110	2х25	2хТ	2009	6	8	12
ОАО «Сокольский ДОК»								
17	ПС 110 кВ Сокольский ДОК	110	2х25	2хТ	1979	36	38	42
ООО «Сухонский ЦБК»								
18	ПС 110 кВ Сухонский ЦБК	110	2х16	2хТ	1974	41	43	47
ООО «Энерготранзит Альфа»								
19	ПС 110 кВ ГПП-1	110	2х40	2хТ	1970	45	47	51
МУП г. Череповца «Электросеть»)								

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы		
						2015 г.	2017 г.	2021 г.
20	ПС 110 кВ ГПП-9	110	2х25	2хТ	1980	35	37	41
Другие электросетевые компании								
21	ПС 110 кВ ГПП-4 «Северсталь-метиз» (ЧСПЗ)	110	2х63	2хТ	1973	42	44	48

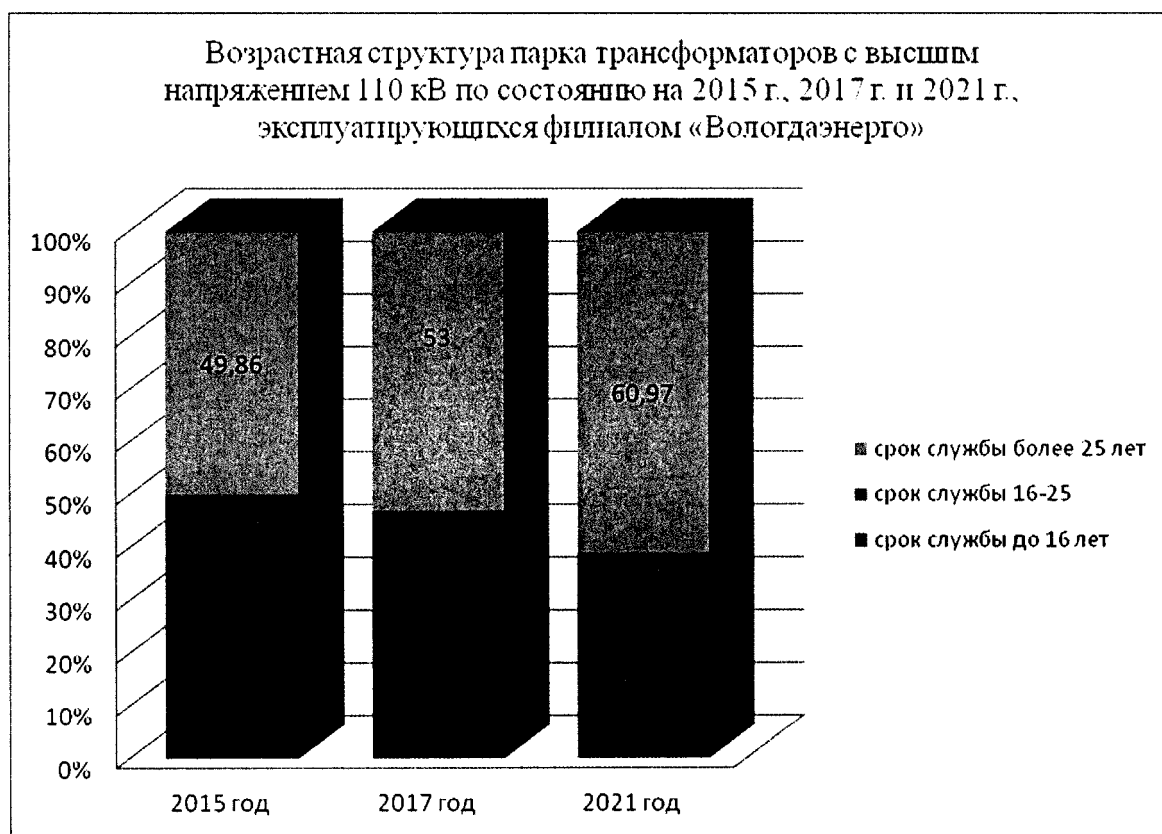


Рисунок 37 - Возрастная структура парка трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ по состоянию на 2015 г., 2017 г. и 2021 г., эксплуатирующихся филиалом «Вологдаэнерго»

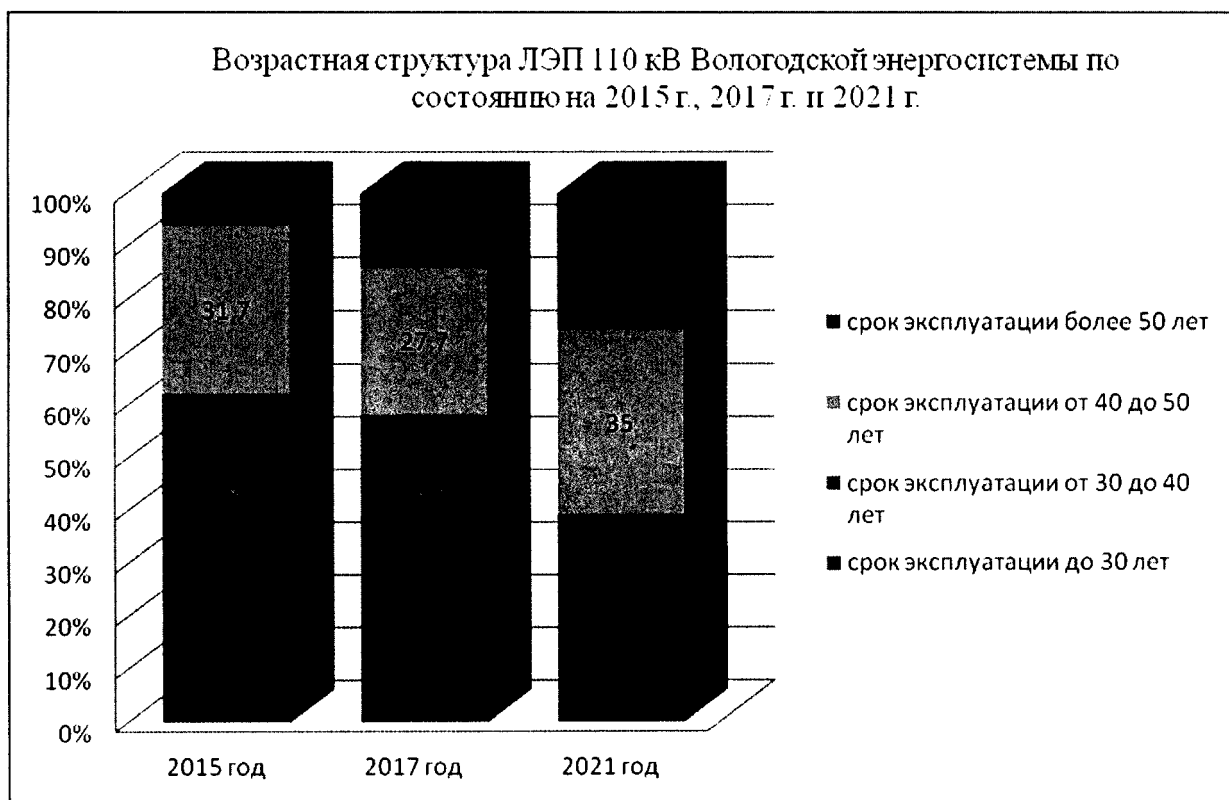


Рисунок 38 – Возрастная структура ЛЭП 110 кВ Вологодской энергосистемы по состоянию на 2015 г., 2017 г. и 2021 г.

Срок службы электросетевых объектов, введенных до 2002г., определяется в соответствии с Постановлением Совмина СССР от 22.10.90 N 1072 (ред. от 06.04.2001) «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР» и, в основном, соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 110 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах срок службы составляет 50 лет, для ПС- не менее 25 лет.

Для объектов, введенных после 1 января 2002г., согласно письму Минфина РФ от 28 февраля 2002 г. N 16-00-14/75, применяются правила, зафиксированные Постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. N 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». В соответствии с принятой классификацией для начисления амортизации установлен максимальный срок службы линий электропередачи на металлических и ж/б опорах – 15 лет, ПС – до 20 лет.

В таблицах 53 и 54 цветом выделен срок службы трансформаторов 35-110 кВ, которые необходимо заменить по условиям сверхнормативного износа оборудования.



На практике необходимость реконструкции ПС часто возникает и по условиям морального износа. На основании вышесказанного и предоставленных исходных данных о сроках ввода и физического состояния основного электросетевого оборудования можно заключить, что около 50 % находящегося в эксплуатации электросетевого оборудования отработало срок службы и требует проведения работ по техперевооружению или строительству новых подстанций взамен отработавших. Большой уровень износа сетевого и подстанционного оборудования снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

Техническое состояние сети 110 кВ оценивается в целом удовлетворительно, хотя в 2015 г. около 49,86 % трансформаторов (рисунок 37) подстанций и около 38 % линий (рисунок 38) филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» отработало нормативный срок службы. Необходимо обратить внимание на то, что при истечении срока службы электрооборудования вероятность отказа увеличивается на порядок.

Таблица 57 – Технический уровень электросетевых объектов 110 кВ филиала «Вологдаэнерго»

Показатель	Количество подстанций находящихся на балансе филиала «Вологдаэнерго» 110 кВ (всего 87 шт.)	
	шт.	%
1	2	3
Отсутствие РПН (полностью на всех трансформаторах или на нескольких)	<b>ВЭС (110 кВ – 25 шт.)</b>	
	1	4
	ПС 110 кВ Чекшино	
	<b>ЧЭС (110 кВ – 24 шт.)</b>	
	0	0
	-	-
	<b>ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	4	30,8
	ПС 110 кВ Калинино, ПС 110 кВ Зеленцово, ПС 110 кВ Полдарса, ПС 110 кВ Вострое	
	<b>ТЭС (110 кВ – 12 шт.)</b>	
	2	16,7
	ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Власьевская	
	<b>КЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	2	15,4
	ПС 110 кВ Мегра, ПС 110 кВ Феропонтово	
<b>Итого</b>	<b>9</b>	<b>10,3</b>
<b>Однотрансформаторные ПС</b>	<b>ВЭС (110 кВ – 25 шт.)</b>	
	8	32

Показатель	Количество подстанций находящихся на балансе филиала «Вологдаэнерго» 110 кВ (всего 87 шт.)	
	шт.	%
1	2	3
	ПС 110 кВ Нефедово, ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Жернаково, ПС 110 кВ Семигородная, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Чекшино, ПС 110 кВ Воробьево, ПС 110 кВ Шуйское	
	<b>ЧЭС (110 кВ – 24 шт.)</b>	
	3	12,5
	ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Покровское, ПС 110 кВ Избоищи	
	<b>ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	1	7,7
	ПС 110 кВ Суоловка	
	<b>ТЭС (110 кВ – 12 шт.)</b>	
	3	25
	ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Ляменьга, ПС 110 кВ В. Спасский Погост	
	<b>КЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	4	30,8
	ПС 110 кВ Мегра, ПС 110 кВ Бечевинка, ПС 110 кВ Коварзино, ПС 110 кВ Устье	
	<b>Итого</b>	<b>17</b>
		<b>19,5</b>
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	<b>ВЭС (110 кВ – 25 шт.)</b>	
	6	24
	ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Жернаково, ПС 110 кВ Семигородная, ПС 110 кВ Никольский Погост, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Чекшино	
	<b>ЧЭС (110 кВ – 24 шт.)</b>	
	2	8,3
	ПС 110 кВ Желябово, ПС 110 кВ Заполье	
	<b>ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	0	0
	-	-
	<b>ТЭС (110 кВ – 12 шт.)</b>	
	3	25
	ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Ляменьга, ПС 110 кВ В. Спасский Погост	
	<b>КЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	1	7,7
	ПС 110 кВ Бечевинка	
<b>Итого</b>	<b>12</b>	<b>13,8</b>
Подстанции на ОД и КЗ	<b>ВЭС (110 кВ – 25 шт.)</b>	
	16	64

Показатель	Количество подстанций находящихся на балансе филиала «Вологдаэнерго» 110 кВ (всего 87 шт.)	
	шт.	%
1	2	3
	ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Вожега, ПС 110 кВ Воробьево, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Вохтога, ПС 110 кВ ГДЗ, ПС 110 кВ Жерноково, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кипелово, ПС 110 кВ Луговая, ПС 110 кВ Нефедово, ПС 110 кВ Новленское, ПС 110 кВ Плоское, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Сямжа, ПС 110 кВ Чекшино	
	<b>ЧЭС (110 кВ – 24 шт.)</b>	
	7	29,2
	ПС 110 кВ Нелазское, ПС 110 кВ Новые углы, ПС 110 кВ Батран, ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Желябово, ПС 110 кВ Покровское, ПС 110 кВ Поселковая	
	<b>ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	4	30,8
	ПС 110 кВ Борки, ПС 110 кВ Сусоловка, ПС 110 кВ Зеленцово, ПС 110 кВ Вострое	
	<b>ТЭС (110 кВ – 12 шт.)</b>	
	4	33,3
	ПС 110 кВ В. Спасский Погост, ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Власьевская, ПС 110 кВ Ляменьга	
	<b>КЭС (110 кВ – 13 шт.)</b>	
	2	15,4
	ПС 110 кВ Коварзино, ПС 110 кВ Вашки	
<b>Итого</b>	<b>33</b>	<b>37,9</b>

Технический уровень сети 110 кВ филиала «Вологдаэнерго», согласно таблице 57, не высокий:

- подстанции с трансформаторами без РПН - 9 шт. (10,3%);
- подстанции без резервного питания со стороны высшего напряжения – 12 шт. (13,8%);
- однотрансформаторные подстанции - 17 шт. (19,5%);
- подстанции на ОД и КЗ – 33 шт. (37,9 %).

В таблице 58 представлена информация об электросетевом оборудовании подстанций, находящихся на балансе сторонних организаций 110 кВ.

Таблица 58 – Технический уровень абонентских подстанций 110 кВ

Показатель	Количество абонентских подстанций
	единица измерения, шт.
Подстанции на ОД и КЗ	5
	ПС 110 кВ Скалино (тяговая), ПС 110 кВ Грязовец (тяговая), ПС 110 кВ Печаткино (тяговая), ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ПС 110 кВ Кипелово (тяговая).

Большая часть схем РУ 110 кВ выполнена по упрощенным схемам (№110-4) на отделителях и короткозамыкателях, морально устаревших, и их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Для приведения схем ОРУ 110 кВ существующих подстанций в соответствие с требованиями «Типовых схем ...» при выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 110 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

Согласно «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (Москва, 2003 г.) следует:

- присоединять не более трёх промежуточных подстанций к одноцепной ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием, а к двухцепной – не более пяти. Для сети 35 кВ рекомендуется присоединять к одноцепной ВЛ с двухсторонним питанием до пяти промежуточных ПС;
- применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т.п. с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций.

Отклонения от указанных рекомендаций снижают надёжность электроснабжения потребителей.

В сети 110 кВ имеются очень длинные транзиты и участки, где структура сети не соответствует рекомендациям по количеству промежуточных подстанций, присоединённых к ВЛ между двумя опорными ПС (таблица 59).

Таблица 59 – Участки сети с большим количеством промежуточных ПС

№	Название ЛЭП транзита	Название промежуточных ПС 110 кВ	Примечания (протяженность транзита, количество ПС)
Длина одноцепного транзита 110 кВ более 120 км			
1	ВЛ 110 кВ Дымково – Кич.Городок с отпайкой на ПС Усть Алексеево, ВЛ 110 кВ Кич.Городок – Калинино	Дымково, Усть Алексеево, Кич-Городок, Калинино	140,16 км
2	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 – Бабушкино, ВЛ 110 кВ Бабушкино – Рослятино, ВЛ 110 кВ Рослятино – Зеленцово с отпайкой на ПС Ляменьга, ВЛ 110 кВ Калинино – Зеленцово	Тотьма-2, Бабушкино, Рослятино, Ляменьга, Зеленцово, Калинино	171,45 км
3	ВЛ 110 кВ Сокол – Воробьево с отпайками, ВЛ 110 кВ Воробьево – Погорелово	Сокол, Чекшино, Воробьево (Шуйское), Погорелово	132,5 км
4	ВЛ 110 кВ Сокол – Биряково, ВЛ 110 кВ Биряково – Погорелово	Сокол, Биряково, Погорелово	136,7 км
5	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) – Сямжа с отпайкой на ПС Харовск, ВЛ 110 кВ Сямжа – Чушевицы, ВЛ 110 кВ Чушевицы – Верховажье, ВЛ 110 кВ Верховажье – Вельск	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая), ПС 110 кВ Харовск (Районная) Сямжа, Чушевицы, Верховажье, Вельск	228,65 км
6	ВЛ 110 кВ Дымково – Полдарса, ВЛ 110 кВ Полдарса – Вострое, ВЛ 110 кВ НПС-Вострое, ВЛ 110 кВ Тарнога – НПС	Дымково, Полдарса, Вострое, НПС, Тарнога	178,06 км
7	ВЛ 110 кВ Чагода – Покровское с отпайкой на ПС Избоищи, ВЛ 110 кВ Устюжна – Покровское, ВЛ 110 кВ Коротово – Устюжна с отпайкой на ПС Желябово, ВЛ 110 кВ Суда – Коротово	Чагода, Избоищи, Покровское, Устюжна, Желябово, Коротово, Суда	192,23 км
8	ВЛ 110 кВ Петриново – Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка, ВЛ 110 кВ Антушево – Белозерск, ВЛ 110 кВ Кириллов – Белозерск	Петриново, Бечевинка, Антушево, Белозерск, Кириллов	124,15 км
Более трех промежуточных ПС на одноцепном транзите 110 кВ			
9	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 – Бабушкино, ВЛ 110 кВ Бабушкино – Рослятино, ВЛ 110 кВ Рослятино – Зеленцово с отпайкой на ПС Ляменьга, ВЛ 110 кВ Калинино – Зеленцово	Бабушкино, Рослятино, Ляменьга, Зеленцово	4
10	ВЛ 110 кВ Чагода – Покровское с отпайкой на ПС Избоищи, ВЛ 110 кВ Устюжна – Покровское, ВЛ 110 кВ Коротово – Устюжна с отпайкой на ПС Желябово, ВЛ 110 кВ Суда – Коротово	Избоищи, Покровское, Устюжна, Желябово, Коротово	5
11	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) – Сямжа с отпайкой на ПС Харовск, ВЛ 110 кВ Сямжа – Чушевицы, ВЛ 110 кВ Чушевицы – Верховажье, ВЛ 110 кВ Верховажье – Вельск	ПС 110 кВ Харовск (Районная), Сямжа, Чушевицы, Верховажье	4

## 2.5.2 Анализ загрузки оборудования 110 кВ

Сводные данные за отчётный период о загрузке трансформаторов в нормальном режиме совмещённого зимнего максимума, послеаварийной или ремонтной перегрузке, наличии резервов мощности на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» приведены в таблице 60.

Согласно результатам расчётов, приведенных в таблице 60, необходима первоочередная замена трансформаторов:

- на ПС 110/35/10 кВ Кубенское замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА;
- на ПС 110/10 кВ Вохтога замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА;
- на ПС 110/35/10 кВ Устюжна замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА;

На ПС 110/35/10 кВ Западная необходимость замены трансформаторов определена далее в разделе «Прогнозируемая перспектива развития электросетевого комплекса на 2017-2021 годы» по перспективной загрузке. В зимний режимный день 2015 г. ПС 35 кВ Маега была запитана полностью от ПС Западная, а в нормальной схеме 1 секция шин ПС 35 кВ Маега питается с ПС Западная, а 2 секция шин - с ПС Кубенское. Поэтому нагрузка на ПС Кубенское уменьшилась, а на ПС Западная увеличилась по сравнению с загрузкой в нормальной схеме. В остальные года нагрузка ПС близка к допустимой, поэтому, вероятно, с учётом новых потребителей потребуется менять трансформаторы подстанции.

Нагрузки, учтённые согласно договорам на технологическое присоединение при проверке загрузки трансформаторов на перспективу, представлены в расчётах потокораспределения мощности в разделе «Прогнозируемая перспектива развития электросетевого комплекса на 2017-2021 годы». Мощности новых трансформаторов на ПС 110 кВ Кубенское, Вохтога, Устюжна и Западная выбраны в разделе «Прогнозируемая перспектива развития электросетевого комплекса на 2017-2021 годы» с учётом перспективных нагрузок.

Таблица 60 – Загрузка трансформаторов 110 кВ и резерв пропускной способности подстанций

№	Наименование ПС	Напряжение ПС, кВ	Сдоп.*, кВА	Загрузка в совмещенный с ЕЭС максимум					Кoeffиц. Загрузки	Резерв	Примечание
				2011	2012	2013	2014	2015	2015	2015	
				Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Кз ав.**	С резерп***, МВА	
1	2	3	4*	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Центральная	110/10/6	42000	23268	26933	26335	22803	20246	0,48	21754	
2	Восточная	110/35/10	42000	31691	32750	32162	32266	24 230	0,58	17770	
3	Луговая	110/35/10	26250	24653	24762	20871	19862	20 632	0,79	5618	
4	Западная	110/35/10	42000	41754	40348	41360	39030	42 322	1,01	-322	Изменено секционирование в сети 35 кВ в связи с ремонтом
5	Кубенское	110/35/10	10500					10 338	0,98	162	Загрузка больше допустимой при отключении одного тр-ра
6	Кипелово	110/10	16800	3245	3775	3188	2935	3 102	0,18	13698	
7	Ананьино	110/6	10000	5228	5025	5348	5256	3989	0,40	6011	
8	Новленское	110/10	10500	2059	2625	2102	1886	2 173	0,21	8327	
9	Нефедово	110/35/10	6300	1079	1308	1063	1063	1 109	0,18	5191	
10	Грязовец	110/35/10	26250	15455	15901	15476	15306	14 136	0,54	12114	
11	Вохтога	110/10	10500						1,18		Загрузка больше допустимой при отключении одного тр-ра
12	Плоское	110/35/10	2625	693	1348	1445	1425	668	0,25	1957	
13	Жерноково	110/35/10	6300	1419	1709	1200	1063	1 031	0,16	5269	
14	ГДЗ	110/6-10	10500	3106	3783	3774	3626	3 436	0,33	7064	
15	Биряково	110/10	2625	782	936	780	902	686	0,26	1939	
16	Кадников	110/10	10500	6525	6496	6036	5878	4 872	0,46	5628	
17	Воробьево	110/35/10	6300	726	735	553	546	572	0,09	5728	
18	Чекшино	110/10	2500	808	998	рек-ция	709	619	0,25	1881	
19	Вожега	110/35/10	10500	5011	5647	5256	4854	4 706	0,45	5794	
20	Харовск (Районная)	110/35/10	26250	9152	11123	9948	10661	8 562	0,33	17688	

№	Наименование ПС	Напряжение ПС, кВ	Сдоп. *, кВА	Загрузка в совмещенный с ЕЭС максимум					Коэффиц. Загрузки	Резерв	Примечание
				2011	2012	2013	2014	2015	2015	2015	
				Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Кз ав. **	С резерв***, МВА	
1	2	3	4*	5	6	7	8	9	10	11	12
21	Семигородняя	110/10	2500	641	732	540	487	470	0,19	2030	
22	Никольский Погост	110/10	2625	238	303	215	254	281	0,11	2344	
23	Пундуга	110/10	2500	434	437	386	371	375	0,15	2125	
24	Сямжа	110/35/10	10500	4140	5652	4445	4270	4 716	0,45	5784	
25	Шуйское	110/35/10	6300	2170	2912	2710	2086	2 058	0,33	4242	
26	Искра новая	110/10	42000		22820	21591	20947	28 361	0,68	13639	
27	Нелазское	110/10	2625	1131	1347	1486	1577	1 489	0,57	1136	
28	Загородная	110/10	10500	6040	5884	5701	5650	4 182	0,40	6318	
29	Боршодская	110/10	16800								
30	Заягорба	110/10	42000	29727	27969	25516	23412	17 454	0,42	24546	
31	Енюково	110/6-10	6615	1923	2396	2054	2522	2 116	0,32	4499	
32	Новые Углы	110/35/10	26250	8742	12133	10244	11652	10 662	0,41	15588	
33	Климовская	110/35/10	10500	5190	5327	3508	3496	3 346	0,32	7154	
34	Петрино	110/35/10	10500	1605	2159	1239	2232	1 683	0,16	8817	
35	Коротово	110/35/10	6615	5393	6225	5298	5699	3 369	0,51	3246	
36	Суда	110/35/10	10500	8603	8789	8352	8349	6 717	0,64	3783	
37	Батран	110/35/10	10500	7554	7752	7432	7048	4 637	0,44	5863	
38	Устюжна	110/35/10	10500						1,06		Загрузка больше допустимой при отключении одного тр-ра
39	Желябово	110/10	2625	2306	2491	2229	2470	1587	0,60	1038	
40	Чагода	110/35/10	16800	15986	16797	12006	14729	10884	0,65	5916	
41	Анисимово	110/10	2625	2107	2169	2425	2423	1 798	0,68	827	
42	Покровское	110/10	2500	189	199	192	183	182	0,07	2318	
43	Избоищи	110/35/10	10000	694	696	559	577	636	0,06	9364	
44	Стеклозавод	110/10	10500	6512	6474	714	227	150	0,01	10350	
45	Шексна	110/35/6-10	42000	37165	38470	37955	36178	31 001	0,74	10999	
46	Нифантово	110/35/10	10500	7994	8548	7770	8117	7 167	0,68	3333	
47	Поселковая	110/10	10500	4285	6367	5767	4858	3 692	0,35	6808	



№	Наименование ПС	Напряжение ПС, кВ	Сдоп.*, кВА	Загрузка в совмещенный с ЕЭС максимум					Коэффиц. Загрузки	Резерв	Примечание
				2011	2012	2013	2014	2015	2015	2015	
				Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Кз ав.**	С резер***, МВА	
1	2	3	4*	5	6	7	8	9	10	11	12
48	Кадуй	110/35/10	6615	5888	6306	6013	5494	4 528	0,68	2087	
49	Бабаево	110/35/10	16800	14701	16644	14099	13541	11 681	0,70	5119	
50	Заполье	110/10	2500	501	626	513	449	522	0,21	1978	
51	В.С.Погост	110/10	2500	680	693	670	947	588	0,24	1912	
52	Власьевская	110/10	2625	877	951	944	1206	934	0,36	1691	
53	Тарнога	110/35/10	10500	6881	7303	6654	6768	6 384	0,61	4116	
54	Тотьма-2	110/10	10500	3996	3495	3961	4057	3 380	0,32	7120	
55	Тотьма-1	110/35/10	10500	6031	6763	5818	5383	5 709	0,54	4791	
56	Погорелово	110/35/10	16800	11958	11775	10858	11680	11 726	0,70	5074	
57	Царева	110/35/10	6300	591	711	581	618	362	0,06	5938	
58	Бабушкино	110/35/10	6615	5717	5405	5102	5162	4 388	0,66	2227	
59	Рослятино	110/10	2625	1401	1662	2075	2266	1 456	0,55	1169	
60	Ляменьга	110/10	2500	962	809	685	832	671	0,27	1829	
61	Верховажье	110/35/10	10500	6314	6480	6699	6459	5 172	0,49	5328	
62	Чушевицы	110/35/10	10500	1898	2132	2175	2416	2 166	0,21	8334	
63	Борки	110/35/10	10500	3905	4239	3761	4363	3 664	0,35	6836	
64	Великий Устюг	110/35/10"	16800	15895	16617	15419	14347	12 432	0,74	4368	
65	Дымково	110/35/10	10500	8981	8829	8803	9196	6 479	0,62	4021	
66	Усть-Алексеево	110/35/10	6615	1321	1400	1530	1552	1 384	0,21	5231	
67	Полдарса	110/10	2625	626	1105	623	917	680	0,26	1945	
68	Приводино	110/35/10	16800	12847	12387	11646	11776	12 483	0,74	4317	
69	Сусоловка	110/10	2500	449	505	391	365	564	0,23	1936	
70	Кичменгский Городо	110/35/10	10500	8938	9751	9242	9439	8 249	0,79	2251	
71	НПС	10/35/10	16800	14091	14270	11971	12084	9 648	0,57	7152	
72	Вострое	110/10	2625	313	440	334	317	282	0,11	2343	
73	Никольск	110/35/10	10500	8701	9000	8402	8375	7 438	0,71	3062	
74	Калинино	110/10	6615	843	883	916	1010	781	0,12	5834	
75	Зеленцово	110/10	2625	819	914	976	880	739	0,28	1886	
76	Кириллов	110/35/10	10500	9546	10410	10511	9323	7 222	0,69	3278	

№	Наименование ПС	Напряжение ПС, кВ	Сдоп.*, кВА	Загрузка в совмещенный с ЕЭС максимум					Коэффиц. Загрузки	Резерв	Примечание
				2011	2012	2013	2014	2015	2015	2015	
				Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Кз ав.**	С резерв***, МВА	
1	2	3	4*	5	6	7	8	9	10	11	12
77	Никольский Торжок	110/10	6615	1066	1522	1562	1657	1 153	0,17	5462	
78	Ферапонтово	110/10	2625	632	971	658	648	702	0,27	1923	
79	Коварзино	110/35/10	6300	514	632	354	404	385	0,06	5915	
80	Белозерск	110/35/10	10500	7278	7878	7176	7007	6 353	0,61	4147	
81	Бечевинка	110/10	2500	239	313	236	200	164	0,07	2336	
82	Антушево	110/35/10	6615	4347	4151	3982	4164	2 849	0,43	3766	
83	Вашки	110/35/10	10500	3209	3943	4233	4335	3 409	0,32	7091	
84	Белоусово	110/35/10	16800	4704	8112	8960	5634	2 167	0,13	14633	
85	Андома	110/10	2625	1216	2161	1846	1705	1 647	0,63	978	
86	Восточная	110/35/10	16800	12186	12366	12115	10679	8 105	0,48	8695	
87	Мегра	110/10	2500	440	689	499	424	428	0,17	2072	
88	Устье	110/10	2500		155	335	234	353	0,14	2147	

**Примечание:**

\* -  $S_{доп.} = S_{стр.} \cdot K_{перег.}$ , где

$S_{доп.}$  – максимально допустимая нагрузка подстанции, когда один трансформатор отключен,

$S_{стр.}$  – установленная мощность наименьшего трансформатора подстанции,

$K_{перег.}$  – допустимый коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора, равный 1,05 для трансформаторов со сроком службы более 25 лет, 1,4 – менее 25 лет при длительном отключении второго (более 24 часов).

\*\* -  $Kз\ ав. = S_{факт.} / S_{доп.}$ , где

$S_{факт.}$  – загрузка подстанции в зимний максимум.

$Kз\ ав.$  – коэффициент загрузки подстанции в послеаварийном или ремонтном режиме, когда второй отключен. Если  $Kз\ ав. > 1$ , то подстанция перегружена.

\*\*\* -  $S_{резерв} = S_{доп.} - S_{факт.}$ , где

$S_{резерв.}$  – резерв мощности на подстанции.

## **2.6 Сводный перечень «районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы»**

Анализ существующего состояния основного оборудования ПС и ЛЭП, схем построения сетей и режима её работы за отчётный пятилетний период выявил следующие проблемы в сетях Вологодской энергосистемы:

- низкая надёжность центров питания сетей 110 кВ – ПС 220 кВ;
- высокий физический износ оборудования филиала «Вологдаэнерго» и Вологодского ПМЭС.

В 2015 г. около 49,86 % трансформаторов подстанций 110 кВ и около 38 % линий 110 кВ филиала отработало нормативный срок службы.

И уже к 2021 г. их количество увеличится до 60,97 % трансформаторного оборудования и до 60,6% линий, отработавших нормативный срок службы.

- низкий технический уровень ПС 110 кВ: большое количество ПС 110 кВ со схемой РУ высшего напряжения, выполненной с использованием ОД и КЗ, ПС с трансформаторами без РПН, одотрансформаторных ПС и ПС, не имеющих резервного питания со стороны высшего напряжения;
- низкая надёжность структуры построения сетей. В сети 110 кВ имеются очень длинные транзиты и участки, где структура сети не соответствует рекомендациям по количеству промежуточных подстанций, присоединённых к ВЛ между двумя опорными ПС;
- наличие закрытых центров питания 110 кВ из-за возможной перегрузки трансформатора, когда второй аварийно отключен или находится в ремонте.

## 2.7 Выводы

Централизованное электроснабжение потребителей Вологодской области, входящей в Северо-Западный федеральный округ, осуществляется от Вологодской энергосистемы в составе ОЭС Центра.

В электроэнергетический комплекс области входят:

- 131,94 км линий электропередачи класса напряжения 750 кВ;
- 360,32 км линий электропередачи класса напряжения 500 кВ;
- 1526,54 км линий электропередачи класса напряжения 220 кВ;
- 3962,74 км по трассе линий класса напряжения 110 кВ.

Также в состав Вологодской энергосистемы входят:

- 1 подстанция напряжением 750 кВ с мощностью автотрансформаторных групп 2х(3х417) МВА и 1х(3х167) МВА;
- 2 подстанции напряжением 500 кВ с мощностью автотрансформаторных групп 2х(3х167) МВА;
- 6 подстанций напряжением 220 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 220 кВ 1706 МВА - Вологодского предприятия магистральных электрических сетей;
- 87 подстанций «Вологдаэнерго» напряжением 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 1791 МВА;
- 40 ПС напряжением 110-220 кВ потребителей и других сетевых организаций.

Вологодская энергосистема характеризуется превышением потребления над выработкой электроэнергии станциями области, недостаток за 2015 г. составил 21,8 % от общего электропотребления. Дефицит покрывается за счёт получения электроэнергии из соседних энергосистем по межсистемным линиям 220-500 кВ.

Основными центрами питания распределительной сети 110 кВ кроме электростанций энергосистемы являются подстанции с высшим напряжением 220-750 кВ: ПС 750 кВ Белозерская, ПС 500 кВ Череповецкая, ПС 500 кВ

Вологодская, ПС 220 кВ Вологда - Южная, ПС 220 кВ Сокол, ПС 220 кВ Ростилово, ПС 220 кВ РПП-1, ПС 220 кВ Зашекснинская, ПС 220 кВ Первомайская, ПС 220 кВ ГПП-1.

Физический износ оборудования ПС 500 кВ Череповецкая, ПС 500 кВ Вологодская, ПС 220 кВ Зашекснинская, ПС 220 кВ Ростилово, ПС 220 кВ Сокол достаточно значительный, в этой связи требуется проведение реконструкции подстанций.

ПС 220 кВ Октябрьская является однотрансформаторной без резервного питания по стороне 220 кВ.

Схемы РУ 220 кВ ПС 220 кВ Харовская (Тяговая), ПС 220 кВ Явенга (Тяговая), ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая) и ПС 220 кВ Сокол выполнены на морально устаревших отделителях и короткозамыкателях. Их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Для приведения схем РУ 220 кВ существующих подстанций в соответствие с требованиями «Типовых схем ...» при выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 220 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

В ближайшее время так же необходима реконструкция ЛЭП Вологодского ПМЭС по условиям физического износа:

- ВЛ 220 кВ Белозерская-ГПП-1 (замена 17 опор № 105-121) и КВЛ 220 кВ Белозерская- РПП-1 ( замена 18 опор № 105-122),

- ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская протяжённостью 55,91 км,

- ВЛ 220 кВ Белозерская - Первомайская протяжённостью 8,99 км и ВЛ 220 кВ Белозерская-Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская протяжённостью 59,1 км.

Техническое состояние сети 110 кВ оценивается в целом удовлетворительно, хотя в 2015 г. около 49,86 % трансформаторов подстанций и около 38 % линий отработало нормативный срок службы. При истечении срока службы электрооборудования вероятность отказа увеличивается на порядок.

Технический уровень сети 110 кВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» не высокий:

- подстанций с трансформаторами без РПН - 9 шт. (10,3%);
- подстанций без резервного питания со стороны высшего напряжения – 12 шт. (13,8%);
- однотрансформаторных подстанций - 17 шт. (19,5%);
- подстанций на ОД и КЗ – 33 шт. (37,9%).

В сети 110 кВ имеются очень длинные транзиты и участки, где структура сети не соответствует рекомендациям по количеству промежуточных подстанций, присоединённых к ВЛ между двумя опорными ПС.

Анализ существующей загрузки оборудования филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» выявил подстанции, где возможна перегрузка оставшегося в работе трансформатора, когда второй аварийно отключен или находится в ремонте.

В ближайшие сроки необходимо проведение первоочередной реконструкции подстанций филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» с заменой физически устаревших трансформаторов, которые перегружаются более чем на 5%, когда второй трансформатор подстанции аварийно отключен или находится в ремонте. Рекомендуется включить в инвестиционную программу филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» мероприятия (замена морально и физически устаревшего оборудования ПС и ЛЭП, приведение структуры построения сетей в соответствие с нормами, установка второго трансформатора на однотрансформаторных подстанциях и подключение ко второму источнику питания), направленные на повышение надёжности функционирования сетей в том объёме, в котором позволит финансовое состояние компании.

### 3 Основные направления развития. Прогноз генерации и потребления тепловой и электрической энергии на период 2017-2021 гг.

#### 3.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период

В соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы, разрабатываемой ОАО «СО ЕЭС», предполагается, что потребление электроэнергии в энергосистеме Вологодской области возрастает по базовому варианту прогноза с 13,611 млрд. кВт.ч в 2015 г. до 13,729 млрд. кВт.ч в 2021 г., или на 118 млн. кВт.ч., тем самым среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии в период 2016-2021 гг. составит всего лишь 0,14% (Таблица 61).

Это более чем на порядок ниже среднегодовых темпов прироста в Вологодской области по централизованной зоне в период подъема экономики с 1999 по 2007 год (2,81%).

Такой незначительное изменение связано как с замедлением темпов роста мировой экономики, куда направляется значительная часть производимой электроемкой продукции России и самой Вологодской области, так и с замедлением в ближайшие несколько лет темпов роста экономики и их большой неопределенностью.

Потребление мощности за период 2016-2021 годов в рамках базового варианта возрастет – с уровня 1944 МВт в 2015 году до 2040 МВт в 2021 году, т.е. прирост составит 1,2% к уровню 2015 года со среднегодовым темпом прироста потребления мощности 0,8%.

Таблица 61 – Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергосистеме Вологодской области по базовому варианту

	Факт		Прогноз					
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Электропотребление ЭС Вологодской области – базовый вар-т, млн кВт.ч	13532	13611	13657	13644	13651	13541	13661	13729
годовой темп изменения, %	0,81	0,58	0,34	-0,10	0,05	-0,81	0,89	0,50
Потребление мощно-	2025	1944	2024	2029	2029	2013	2025	2040

сти в ЭС Вологодской области – базовый вариант, МВт								
годовой темп изменения, %	3,85	-3,91	4,12	0,25	0,00	-0,79	0,60	0,74

Необходимо отметить, что если в утвержденной «Схеме и программе развития ЕЭС» прирост потребления электроэнергии в централизованной зоне в 2015 г. ожидался практически нулевым, то по итогам 2015 г. отмечен фактический прирост в объеме 80 млн кВт.ч (до 13611 млн. кВт.ч), или +0,6%.

По данным Вологодского РДУ основными драйверами прироста в указанном году явились крупные потребители отраслей специализации региона:

- в металлургии – ПАО «Северсталь» (+66 млн кВт.ч),
- в химическом производстве – производитель удобрений АО «ФосАгро-Череповец» (+30 млн кВт.ч),
- по ВЭД «Транспорт и связь» - транспортирование по трубопроводам (+61 млн кВт.ч) и ОАО «РЖД» (+35 млн кВт.ч).

Одновременно по некоторым направлениям было отмечено снижение расхода: это в первую очередь сектор Е ОКВЭД, в том числе собственные нужды электростанций, и потери в сетях, а также сельское хозяйство и строительство.

В таблицах 62 – 64 представлены параметры потребителей электроэнергии, в том числе новых, участие которых ожидается в формировании перспективной динамики электропотребления и мощности в энергосистеме Вологодской области.

Таблица 62 – Прогноз электропотребления и нагрузки крупных действующих потребителей электроэнергии Вологодской области (по данным филиала ПАО МРСК «Северо-Запада» «Вологдаэнерго»)

Наименование предприятия	Электропотребление, млн кВт.ч							
	Факт		Прогноз					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ООО ВОЛОГДСКАЯ БУМАЖНАЯ МАНОФАКТУРА (ранее Сокольский ЦБК)	5,487	5,235	5,242	5,244	5,262	5,266	5,282	5,299
ЗАО ЧЕРЕПОВЕЦКИЙ ФАБРИЧНО-МЕБЕЛЬНЫЙ КИТ	52,559	49,893	52,634	52,650	52,840	52,871	53,041	53,211
ОАО БЕЛОЗЕРСКИЙ ЛЕСПРОМХОЗ	4,362	5,259	5,266	5,267	5,286	5,289	5,306	5,323
ОАО ВОМЗ	5,260	6,925	6,934	6,936	6,961	6,965	6,987	7,010



Наименование предприятия	Электропотребление, млн кВт.ч							
	Факт		Прогноз					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
БЕЛОРУЧЕЙСКОЕ РУДО-УПРАВЛЕНИЕ	8,850	8,741	8,752	8,755	8,786	8,791	8,820	8,848
ОАО СОКОЛЬСКИЙ ДЕРЕВО-ОБРАБАТЫВАЮЩИЙ КОМ-БИНАТ	17,147	16,834	16,856	16,862	16,922	16,932	16,987	17,041
ОАО ВРЗ	7,286	7,052	7,062	7,064	7,089	7,094	7,116	7,139
ООО ШЕКСНИНСКИЕ КОРМА (ранее Шекснинский КХП)	2,915	1,406	1,408	1,408	1,413	1,414	1,419	1,423
ООО ВОХТОЖСКИЙ ДОК (ранее Монзенский ДОК)	39,653	36,101	36,149	36,160	36,290	36,312	36,428	36,545
ООО ШКДП	103,906	86,345	94,263	94,292	94,631	94,688	94,991	95,296
АО ФОСАГРО ЧЕРЕПОВЕЦ (ранее Аммофос, Череповецкий Азот, Агро-Череповец)	303,253	269,696	260,302	137,229	уход последней мили			
ООО "Чагодошенский стеклоза-вод и К"	46,162	46,537	46,598	46,612	46,780	46,81	46,96	47,109
ОАО "Транснефть-Север"	94,558	111,247	115,999	116,034	116,452	116,52	116,9	117,270
ООО ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА	200,879	159,037	152,916	81,066	уход последней мили			
ПАО "Северсталь-метиз"*)	163,261	165,574	157,844	157,892	158,460	158,56	159,06	159,574
ОАО "РЖД"**)	911,334	919,120	924,064	880,669	842,352	842,86	845,55	848,272
ПАО СЕВЕРСТАЛЬ	2 480,144	2 580,521	2 545,968	1 482,39	393,989	394,23	395,49	396,758
ООО "Сухонский КБК" (ранее Сухонский ЦБК)	8,023	12,162	12,178	12,182	12,226	12,233	12,27	12,312
ОАО "Русджам-Покровский"	46,162	53,805	56,839	56,856	57,061	57,095	57,28	57,462

\*) по данным сбытовой компании ООО «Союзэнерготрейд» с 2015 по 2021 г. – 176,4 млн. кВт.ч и 30 МВт.

\*\*) – по данным ООО «Русэнергосбыт» в 2014 г. 1038 (факт), в 2015 г. - 1020, в 2016 г. – 1061, в 2017-2021 - 1083 млн. кВт.ч и максимуме нагрузке соответственно 118, 114,6, 119,5. 122 МВт.

Таблица 63 – Прогноз нагрузки крупных действующих потребителей электроэнергии Вологодской области (по данным филиала ПАО МРСК «Северо-Запада» «Вологдаэнерго»)

Наименование предприятия	Средняя фактическая нагрузка, МВт							
	Факт		Прогноз					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ООО ВОЛОГОДСКАЯ БУМАЖ-НАЯ МАНОФАКТУРА (ранее Сокольский ЦБК)	1,051	1,475	1,475	1,475	1,475	1,475	1,475	1,475
ЗАО ЧЕРЕПОВЕЦКИЙ ФАНЕР-НО-МЕБЕЛЬНЫЙ КИТ	6,941	6,635	6,635	6,635	6,635	6,635	6,635	6,635
ОАО БЕЛОЗЕРСКИЙ ЛЕСПРОМ-ХОЗ	0,812	0,911	0,911	0,911	0,911	0,911	0,911	0,911
ОАО ВОМЗ	20,710	18,417	18,417	18,417	18,417	18,417	18,417	18,417
БЕЛОРУЧЕЙСКОЕ РУДО-УПРАВЛЕНИЕ	1,014	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
ОАО СОКОЛЬСКИЙ ДЕРЕВООБ-РАБАТЫВАЮЩИЙ КОМБИНАТ	2,907	2,301	2,301	2,301	2,301	2,301	2,301	2,301

Наименование предприятия	Средняя фактическая нагрузка, МВт							
	Факт		Прогноз					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ОАО ВРЗ	1,598	1,057	1,057	1,057	1,057	1,057	1,057	1,057
ООО ШЕКСНИНСКИЕ КОРМА (ранее Шекснинский КХП)	0,851	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811
ООО ВОХТОЖСКИЙ ДОК (ранее Монзенский ДОК)	4,587	5,072	5,072	5,072	5,072	5,072	5,072	5,072
ООО ШКДП	12,688	12,366	12,366	12,366	12,366	12,366	12,366	12,366
АО ФОСАГРО ЧЕРЕПОВЕЦ (ранее Аммофос, Череповецкий Азот, Агро-Череповец)	30,873	28,900	28,900	28,900	0,000	0,000	0,000	0,000
ООО "Чагодошенский стеклозавод и К"	7,856	7,467	7,467	7,467	7,467	7,467	7,467	7,467
ОАО "Транснефть-Север"	10,036	13,033	13,033	13,033	13,033	13,033	13,033	13,033
ООО ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА	40,975	16,435	16,435	16,435	0,000	0,000	0,000	0,000
ОАО "Северсталь-метиз"*)	21,683	23,450	23,450	23,450	23,450	23,450	23,450	23,450
ОАО "РЖД"**)	127,296	112,947	112,947	112,947	112,947	112,947	112,947	112,947
ПАО СЕВЕРСТАЛЬ	305,520	312,006	312,006	312,006	42,000	42,000	42,000	42,000
ООО "Сухонский КБК" (ранее Сухонский ЦБК)	4,628	2,216	2,216	2,216	2,216	2,216	2,216	2,216
ОАО "Русджам-Покровский"	0,096	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067

\*) по данным сбытовой компании ООО «Союзэнерготрейд» с 2015 по 2021 г. – 176,4 млн. кВт.ч и 30 МВт.

\*\*) – по данным ООО «Русэнергосбыт» в 2014 г. 1038 (факт), в 2015 г. - 1020, в 2016 г. – 1061, в 2017-2021 - 1083 млн. кВт.ч и максимуме нагрузке соответственно 118, 114,6, 119,5. 122 МВт.

Таблица 64 - Информация по нагрузкам, планируемым к вводу в 2016-2021 гг., по данным Вологодского РДУ

Заявитель	Максимальная мощность, МВт	Год ввода в работу	Центр питания
ГЭП "Вологдаоблком-мунэнерго"	2,51	2016	ПС 110 кВ Восточная
	0,21	2017	
ИП Меднов Т.В.	3	2017	ПС 110 кВ Центральная
ГП ВО "Областные электротеплосети" *)	1,7	2016	ПС 110 кВ Центральная
ГП ВО "Областные электротеплосети" *)	3	2016	ПС 110 кВ Центральная
ИП Сивков А.О. *)	3,23	2016	ПС 110 кВ Центральная
ГП ВО "Областные электротеплосети"	4,87	2017	ПС 110 кВ Западная
ООО "Вологодское Мороженое"	10	2016	ПС 110 кВ Западная
ОАО "РЖД" *)	0,8	2016	ПС 110 кВ Западная
ООО "СУ-35"	2,5	2016	ПС 110 кВ Луговая
ООО "Вологда Инвест"	5	2016	ПС 110 кВ Луговая
ГП ВО "Областные электротеплосети"	9,08	2019	ПС 110 кВ Луговая
ООО "Электротеплосеть" в г.Великий Устюг	2,7	2016	ПС 110 кВ Борки
ОАО "ФосАгро-Череповец"	2	2016	ПС 110 кВ Суда
ООО "Коскисилва"	3	2016	ПС 110 кВ Шексна
ЗАО "Племзавод Заря"	1	2016	ПС 110 кВ Грязовец
Перевод нагрузок с ПС 220 кВ Зашекснинская	11,5	2018	ПС 110 кВ Южная
Перевод нагрузок с ПС 110 кВ Искра (МУП г.Череповца "Электросеть")	5,4	2017	ПС 110 кВ Заягорба
	6,7	2017	ПС 110 кВ Заягорба
ООО "Газпром энерго"	3,3	2013	ПС 110 кВ Погорелово
Суммарная нагрузка договоров	1,396	2016	ПС 110 кВ Кубенское

Заявитель	Максимальная мощность, МВт	Год ввода в работу	Центр питания
Суммарная нагрузка договоров	5,941	2016	ПС 35 кВ Искра Вологодский р-н
ООО «Вологодская ягода»	2,5	2017	Красавинская ГТ ТЭЦ
ООО "Энерготранзит Альфа" (ООО «Империя» согл. ТУ от 11.12.2013 ООО "Энерготранзит Альфа")	1,8	2017	ГПП-1 ВПЗ (ВЛ 110 кВ ГПЗ-1, ВЛ 110 кВ ГПЗ-2)
ОАО "Вологдаагрострой"	1,55	2016	ПС 110 кВ ГПП-1 (ООО «ЭТА»)
ОАО "Вологдастрой"	3,28	2016	ПС 110 кВ ГПП-1 (ООО «ЭТА»)
ООО "ТоргМашИнвест" *)	0,78	2016	ПС 220 кВ ГПП-2 ООО "ЭТА"
Вологдаоблстройзаказчик, ГУП ВО (ИП Шексна)	20	2016	Новая ПС 110 кВ (ПС РПП-1 220/110/10)
ООО «ИнвестЖилСтрой»	4,47	2016	ПС 500 кВ Вологодская
	3,86	2017	
	1,39	2018	
	2,37	2019	
	3,03	2020	
	2,97	2021	
	2,71	2022	
ООО «Сокольский плитный комбинат»	12	2017	ПС 220 кВ Сокол
ОАО "Вологдастрой"	2,01	2016	ПС 220 кВ Вологда-Южная
ЗАО "Горстройзаказчик" *)	0,81	2016	ПС 220 кВ Вологда-Южная
ООО "Стройсектор"	0,75	2016	ПС 220 кВ Вологда-Южная
ООО "Вологдастрой"	1,05	2016	ПС 220 кВ Вологда-Южная
ООО «МК-строй»	0,68	2017	ПС 220 кВ Вологда-Южная
	0,43	2018	
	0,33	2019	
ООО "Лента" *)	1,1	2016	ПС 220 кВ Вологда-Южная
ООО «Стройиндустрия»	1,84	2017	ПС 220 кВ Вологда-Южная

\*) - данные ТУ с Вологодским РДУ не согласовывались.

### 3.2 Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период по базовому варианту развития

В соответствии с прогнозируемыми уровнями роста нагрузки и планируемым изменением мощности генерирующего оборудования сформированы перспективные балансы мощности по Вологодской энергосистеме на 2015-2021 годы по базовому варианту развития (таблица 65).

Таблица 65 – Баланс мощности Вологодской энергосистемы в 2015-2021 гг. по базовому варианту развития, МВт

Вологодская энергосистема	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ (собственный максимум)	1944,0	2024,0	2029,0	2029,0	2013,0	2025,0	2040,0
ПОКРЫТИЕ (установленная мощность)	1932,3	1928,3	1928,3	1928,3	1928,3	1928,3	1928,3
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ТЭС	1906,0	1902,0	1902,0	1902,0	1902,0	1902,0	1902,0
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-)	-11,7	-95,7	-100,7	-100,7	-84,7	-96,7	-111,7

Динамика изменения соотношения потребности региона в электрической мощности с возможностью ее покрытия за период 2015-2021 гг. по базовому варианту развития представлена в графическом виде на рисунке 39. Незначительное уменьшение установленной мощности в 2016 г. связано с перемаркировкой на Вологодской ТЭЦ турбины ст.№ 3 с уменьшением ее мощности с 10 до 6 МВт согласно проекту СиПР ЕЭС на 2016-2022 гг.

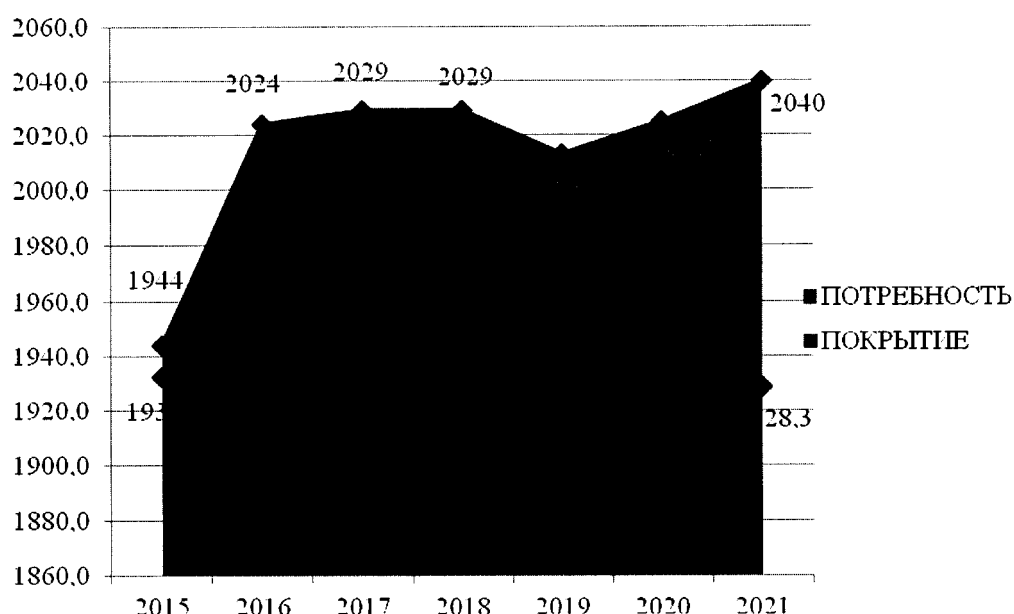


Рисунок 39 – Динамика изменения потребности и покрытия электрической мощности 2015-2021 гг. по базовому варианту развития, МВт.

Перспективный баланс электропотребления по базовому варианту развития представлен в таблице 66.

Таблица 66 – Баланс электрической энергии Вологодской энергосистемы в 2015-2021 гг. по базовому варианту развития, млрд кВт·ч

Вологодская энергосистема	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ (потребление электрической энергии)	13,61	13,66	13,64	13,65	13,54	13,66	13,73
ПОКРЫТИЕ (производство электрической энергии)	10,64	9,15	8,99	8,64	8,59	8,46	8,40
ГЭС	0,10	0,10	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
ТЭС	10,54	9,05	8,86	8,51	8,47	8,33	8,27
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-)	-2,97	-4,51	-4,65	-5,01	-4,95	-5,20	-5,33

Изменение соотношения потребности региона в электрической энергии с возможностью ее покрытия в период 2015-2021 гг. по базовому варианту развития представлено на рисунке 40.

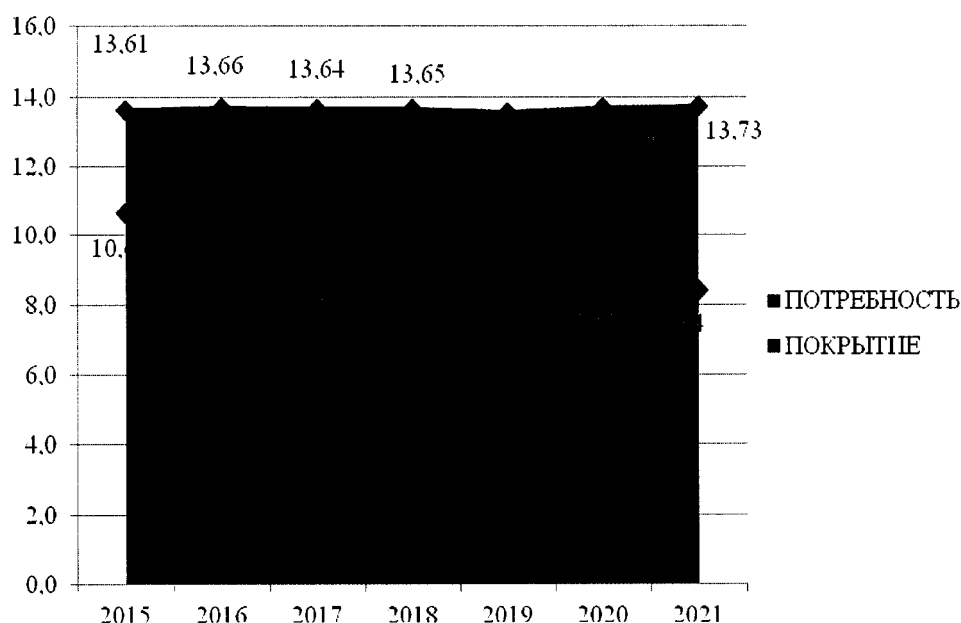


Рисунок 40 – Динамика изменения потребности и покрытия электрической энергии 2015-2021 гг. по базовому варианту развития, млрд кВт·ч.

Анализ данных, представленных в таблицах 65 и 66, показывает, что Вологодская энергосистема в перспективе останется дефицитной как по мощности, так и по электрической энергии; дефицит мощности к 2021 г. составит 126,7 МВт, электроэнергии – 5,33 млрд кВт·ч. Таким образом, за рассматриваемый период покрытие балансов электроэнергии и мощности может быть обеспечено только за счет сальдо-перетока из соседних энергосистем.

### 3.3 Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований

#### 3.3.1 Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

Прогноз потребления тепловой энергии в Вологодской области на пятилетний период (до 2021 года) выполнен с учетом:

- прогнозных социально-экономических показателей Вологодской области, включая фактическую динамику и прогноза численности населения Вологдастат до 2030 года.

- данных органов исполнительной государственной власти области о намечаемом развитии жилищно-коммунального сектора и крупных промышленных предприятий региона в период до 2021 года.

- динамики фактического годового отпуска тепла с коллекторов энергоисточников (ТЭС и котельные) в период 2010-2014 гг.

Потребление тепловой энергии в 2013 – 2014 гг. существенно ниже, чем потребление тепловой энергии в предыдущий пятилетний период, что обусловлено климатическими факторами. Таким образом, в качестве базовых значений при прогнозировании потребления тепловой энергии следует принимать данные 2012 года.

Фактическая (2002-2014 гг.) и ожидаемая (до 2021 года) динамика изменения численности населения Вологодской области с указанием ежегодных темпов прироста представлена на рисунке 41.

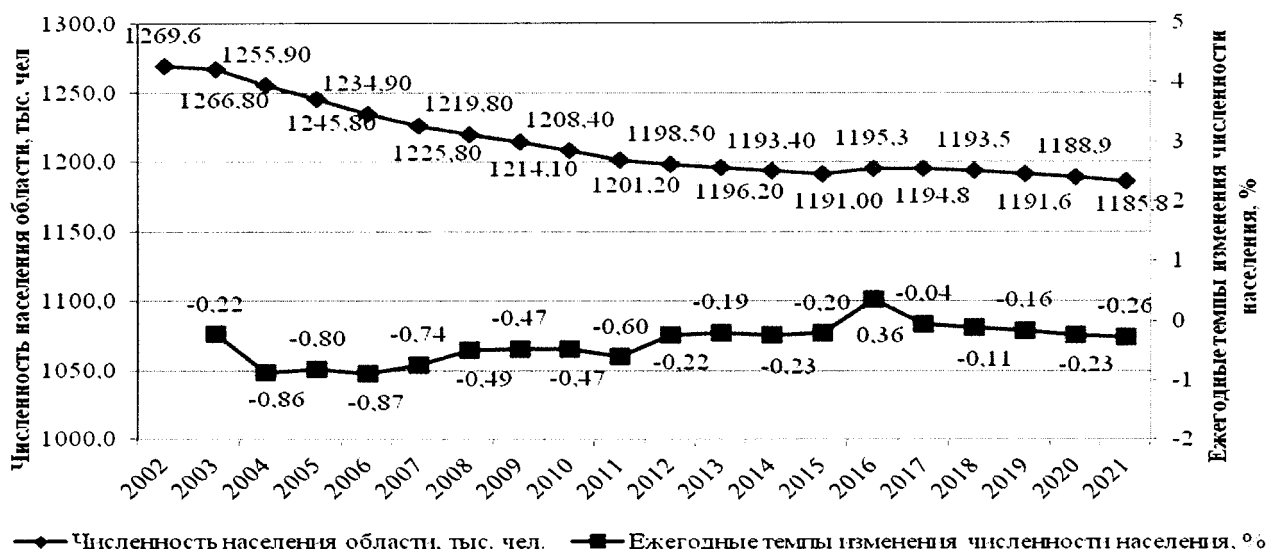


Рисунок 41. – Фактическая (2002-2015 гг.) и ожидаемая (до 2021 года) динамика изменения численности населения Вологодской области на начало отчетного года

По прогнозам на перспективу до 2021 года ожидается снижение численности населения Вологодской области на 5,2 тыс. чел. (0,4% к 2014 году).

По данным Вологдастат в период 2017-2021 гг. средний ежегодный темп убыли населения области составит 0,16% при его максимуме в 2021 году – 0,26%.

Прогноз потребления тепловой энергии населением Вологодской области согласно нормативам теплопотребления на отопление и горячее водоснабжение МДС 13-12.2000 в период 2015-2021 гг. представлен на рисунке 42.

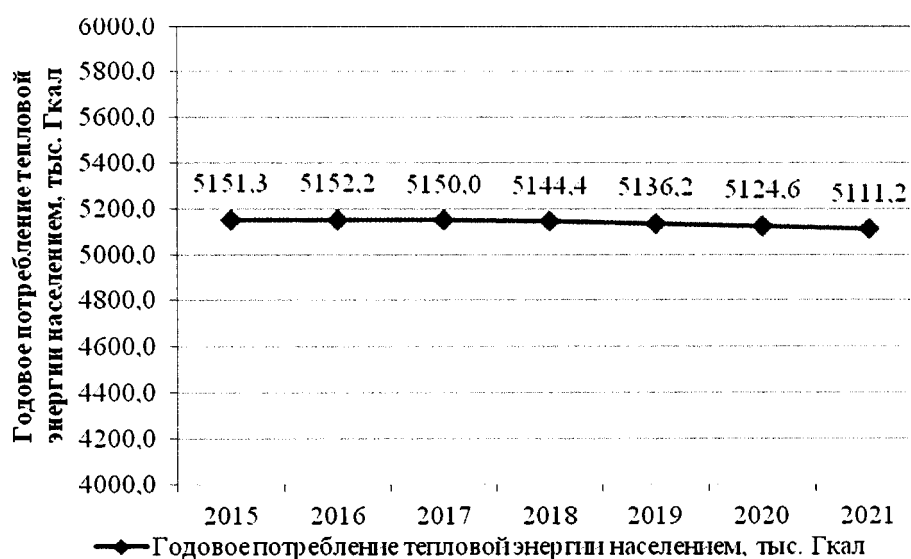


Рисунок 42. – Прогноз потребления тепловой энергии населением Вологодской области согласно нормативам МДС 13-12.2000 в период 2015-2021 гг. (на начало года)

Согласно Подпрограмме "Стимулирование развития жилищного строительства", Государственной программы Вологодской области «Обеспечение населения Вологодской области доступным жильем и формирование комфортной среды проживания на 2014-2020 годы», утвержденной Постановлением Правительства Вологодской области №1105 от 28.10.2013, в период 2015 – 2020 гг. в Вологодской области намечается ввести в эксплуатацию до 3,06 млн м<sup>2</sup> общей площади зданий жилищно-коммунального сектора, в том числе малоэтажная застройка – 1,63 млн м<sup>2</sup> (53,3%) и многоэтажная застройка – 1,43 млн м<sup>2</sup> (46,7%).

Данные по развитию жилищно-коммунального сектора Вологодской области в 2015-2020 гг. с разделением по районам представлены в таблице 67.

Таблица 67 – Данные по развитию жилищно-коммунального сектора Вологодской области в 2015-2021 гг. с разделением по районам

Наименование муниципальных образований	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Бабаевский муниципальный район	7,4	7,7	8,1	8,2	8,2	8,2
Бабушкинский муниципальный район	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Белозерский муниципальный район	4,6	4,8	5	5,1	5,1	5,1
Вашкинский муниципальный район	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
Великоустюгский муниципальный район	24,6	25,7	26,8	27,3	27,3	27,3
Верховажский муниципальный район	6,1	6,4	6,6	6,8	6,8	6,8
Вожегодский муниципальный район	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8
Вологодский муниципальный район	35,9	37,5	39,1	39,9	39,9	39,9
Вытегорский муниципальный район	5,5	5,8	6	6,2	6,2	6,2
Грязовецкий муниципальный район	8,8	9,2	9,6	9,8	9,8	9,8
Кадуйский муниципальный район	9,7	10,1	10,6	10,8	10,8	10,8
Кирилловский муниципальный район	9,7	10,1	10,5	10,7	10,7	10,7
Кичм.-Городецкий муниципальный район	4,5	4,7	4,9	5	5	5
Междуреченский муниципальный район	2,8	2,9	3	3,1	3,1	3,1
Никольский муниципальный район	6,5	6,8	7,1	7,2	7,2	7,2
Нюксенский муниципальный район	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,5
Сокольский муниципальный район	4,5	4,7	4,9	5	5	5
Сямженский муниципальный район	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4
Тарногский муниципальный район	3	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4
Тотемский муниципальный район	8,7	9,1	9,5	9,7	9,7	9,7
Усть-Кубинский муниципальный район	5,4	5,6	5,8	6	6	6
Устюженский муниципальный район	6,6	6,9	7,2	7,4	7,4	7,4
Харовский муниципальный район	2,3	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5
Чагодощенский муниципальный район	6,1	6,4	6,6	6,8	6,8	6,8
Череповецкий муниципальный район	23	24	25	25,5	25,5	25,5
Шекснинский муниципальный район	10,2	10,6	11,1	11,3	11,3	11,3
город Вологда	161,5	169	175,9	179,6	179,6	179,6
город Череповец	79,7	83,4	86,8	88,6	88,6	88,6

Сводные данные намечаемого развития жилищно-коммунального сектора Вологодской области в период до 2020 г. представлены в таблице 68.

Таблица 68 – Сводные данные намечаемого развития жилищно-коммунального сектора Вологодской области в период до 2020 г., тыс. м<sup>2</sup>.

Наименование застройки	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019	2020	Всего за 2013-2020 гг.
5 этажей и выше	229	235	235	230	260	240	1 429
Малозэтажная ≤ 4 этаж	221	235	255	270	290	360	1 631
<b>Итого</b>	<b>450</b>	<b>470</b>	<b>490</b>	<b>500</b>	<b>550</b>	<b>600</b>	<b>3 060</b>

В качестве данных по развития жилищно-коммунального сектора на 2021 год приняты значения среднегодовых вводов общей площади зданий жилищно-коммунального сектора, которые составляют 510 тыс. м<sup>2</sup> /год (271,8 тыс. м<sup>2</sup> малоэтажной и 238,2 тыс. м<sup>2</sup> многоэтажной застройки).

Прогноз прироста теплопотребления новых зданий жилищно-коммунального сектора выполнен с учетом укрупненных нормативов удельных



расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1 м<sup>2</sup> общей площади жилых и общественных зданий в соответствии с требованиями СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» и нормативных расходов горячей воды СНиП 2.04.01-85\* «Внутренний водопровод и канализация».

Расчетные значения суммарных удельных расходов тепла на 1 м<sup>2</sup> для малоэтажной и многоэтажной застройки представлены в таблице 69.

Таблица 69 – Расчетные значения суммарных удельных расходов тепла на 1 м<sup>2</sup> для малоэтажной и многоэтажной застройки Вологодской области

Тип застройки	Нормативный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Мкал/м <sup>2</sup> в год	Средняя обеспеченность жилой площадью, м <sup>2</sup> /чел	Годовой расход тепла на горячее водоснабжение при нормативном расходе горячей воды 115 л/сутки на одного проживающего, Мкал/м <sup>2</sup> в год	Всего годовой расход тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, Мкал/м <sup>2</sup> в год
Малоэтажная (≤ 4 этажей)	130,30	35	61,5	191,85
Многоэтажная (≥ 5 этажей)	96,31	30	71,8	168,11

Результаты расчета прироста годового теплопотребления новых зданий жилищно-коммунального сектора Вологодской области в период 2015-2021 гг. представлены в таблице 70.

Таблица 70 – Сводные результаты расчета прироста годового теплопотребления новых зданий жилищно-коммунального сектора Вологодской области до 2021 г. (тыс. Гкал/год)

Наименование застройки	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего за 2015-2021 гг.
Малоэтажная ≤ 4 этаж	42,4	45,1	48,9	51,8	55,6	69,1	52,2	365,1
5 этажей и выше	38,5	39,5	39,5	38,7	43,7	40,3	40,0	280,3
<b>Итого</b>	<b>80,9</b>	<b>84,6</b>	<b>88,4</b>	<b>90,5</b>	<b>99,3</b>	<b>109,4</b>	<b>92,2</b>	<b>645,3</b>

В период до 2021 года суммарный прирост годового теплопотребления новых зданий жилищно-коммунального сектора оценивается в 645,3 тыс. Гкал. В том числе малоэтажная застройка – 365,3 тыс. Гкал (56,6%) и многоэтажная застройки – 280,3 тыс. Гкал (43,4%).

Среднегодовой прирост теплопотребления в период 2015-2021 гг. составит 92,2 тыс. Гкал/год.

Следует заметить, что данные Государственной программы Вологодской области «Обеспечение населения Вологодской области доступным жильем и формирование комфортной среды проживания на 2014-2020 годы», рассмотренные выше, не учитывают вывод жилой застройки. Однако данной

программой предусмотрено выполнение мероприятий, позволяющих увеличить уровень обеспеченности населения области жильем, который к 2021 году должен составить 29,3 кв. м/чел.

Таким образом, при прогнозе потребления тепловой энергии следует рассматривать два варианта:

- вариант 1, учитывающий развитие жилищно-коммунального сектора Вологодской области согласно Подпрограмме "Стимулирование развития жилищного строительства";

- вариант 2, учитывающий изменение уровня обеспеченности населения области жильем и прогноз численности населения (по данным Вологдастат).

Прогноз потребления тепловой энергии Вологодской области на перспективу до 2018 года по базовому и интенсивному вариантам представлен на рисунке 43.

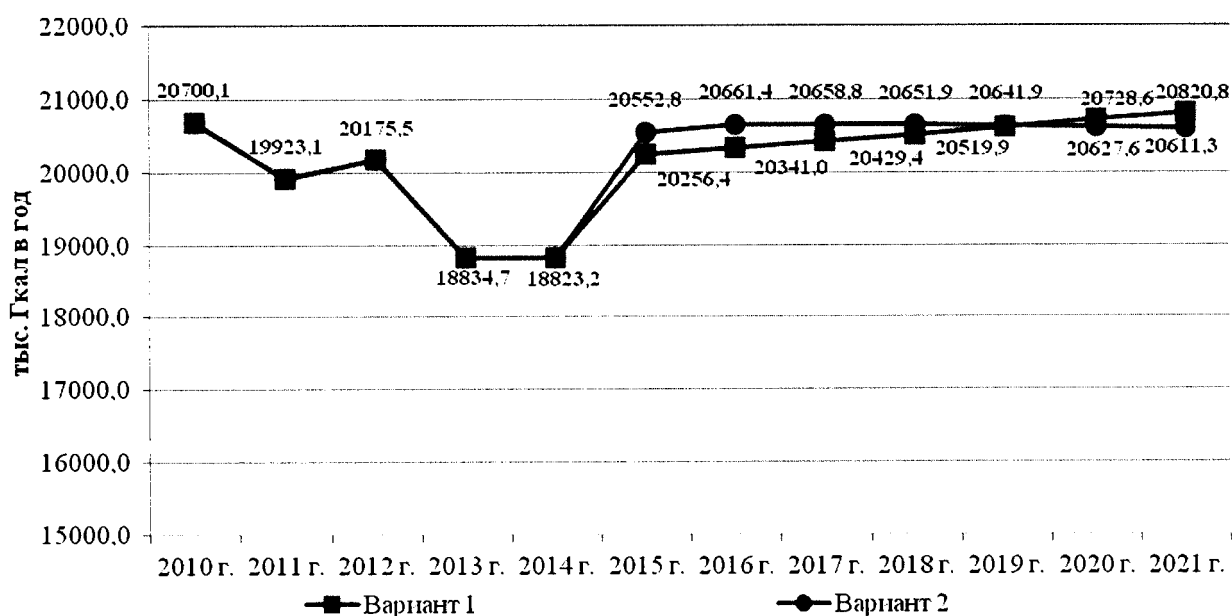


Рисунок 43 – Прогноз потребления тепловой энергии в Вологодской области на перспективу до 2018 года

В период до 2021 года по обоим вариантам ожидается увеличение потребления тепла в регионе на 2,2% и на 3,2% (соответственно) к 2012 году. Рост потребления тепла во многом обуславливается планируемым увеличением на перспективу уровня обеспеченности населения области жильем (с 27 до 29,3 кв.м/чел.).

По результатам прогноза суммарное потребление тепловой энергии в Вологодской области на расчетный 2018 год будет в диапазоне 20 ÷ 21 млн Гкал/год.

### 3.3.2 Развитие генерации и источников тепловой энергии

Формирование перечня планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей Вологодской области в период 2017-2021 гг. выполнено на основании:

- Проекта «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016-2022 годы»;
- «Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2016-2020 гг.», утвержденной Постановлением Губернатора Вологодской области №386 от 25.06.2015;
- развития схем теплоснабжения городов и поселений Вологодской области;
- данных представленных Администрацией области в части развития источников тепла (ТЭЦ и котельные).

Намечаемый ввод в эксплуатацию объектов генерации на территории ТЭС Вологодской области в период до 2021 года в соответствии данными органов исполнительной государственной власти области и действующими схемами развития электроэнергетики представлена в таблице 71.

Таблица 71 – Намечаемый ввод в эксплуатацию объектов генерации на территории ТЭС Вологодской области в период до 2021 года

№ п/п	Наименование ТЭС	Вводимое оборудование			Период (год) ввода в экс- плуатацию	Примечание
		Количество х тип	Установленная мощ- ность			
			Элект- рическая, МВт	Тепло- вая, Гкал/ч		
1	ГТЭС «ФосАгро- Череповец»	1 шт. / КЭС.	25	-	2017 г.	

### 3.4 Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований области на 5-летний период

Динамика износа тепловых сетей в Вологодской области по данным формы 1-ТЕП Вологдастат за последние 5 лет с указанием доли тепловых сетей нуждающихся в замене представлена в таблице 72 и на рисунке 44.

Таблица 72 – Динамика износа тепловых и паровых сетей в Вологодской области в период 2010 – 2014 гг.

Наименование показателя	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Протяженность тепловых и паровых сетей, км	1 816,8	1 834,6	1 840,7	1828,1	1792,2
Протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, км	736,6	731,9	750,8	758,0	759,3
Удельный вес сетей, нуждающихся в замене, %	40,5	39,9	40,8	41,5	42,4
Протяженность ветхих тепловых сетей, км	592,5	601,2	626,9	637,3	632,7
Заменено тепловых и паровых сетей, км	33,6	35,5	30,4	23,2	19,7

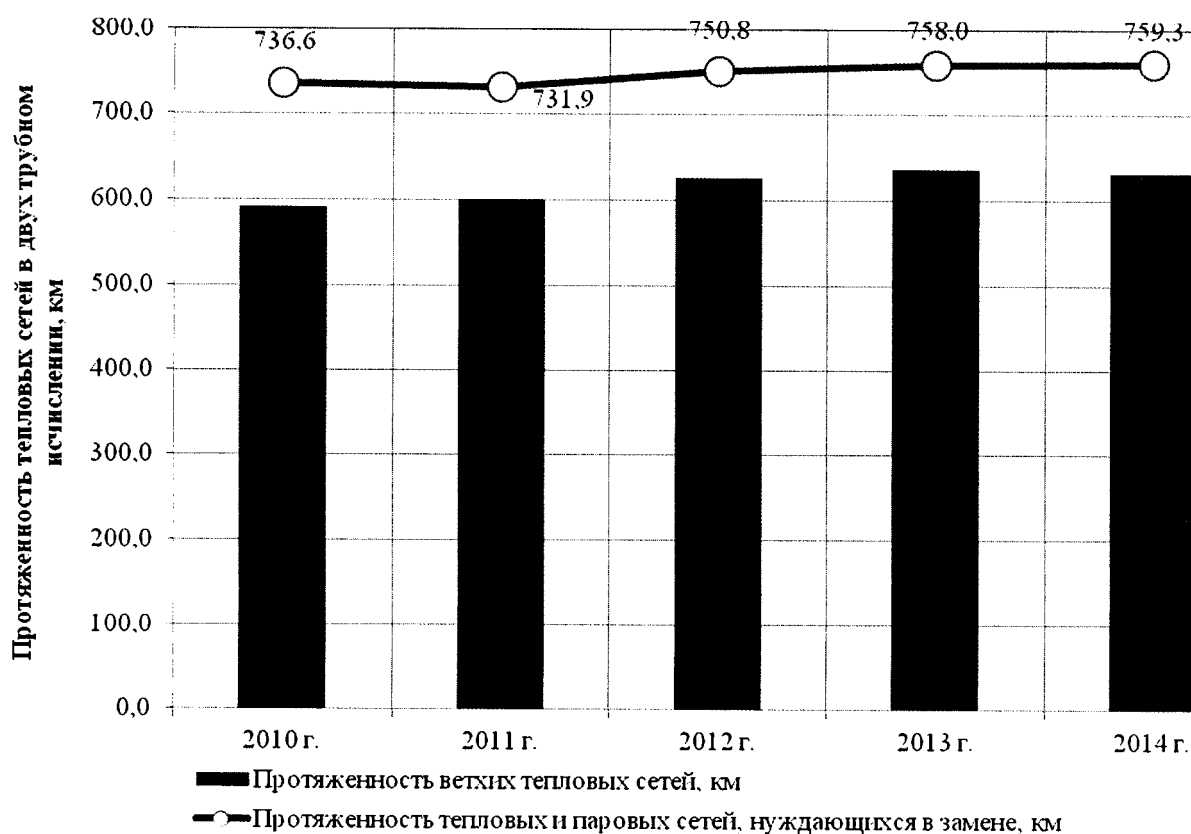


Рисунок 44 – Динамика износа тепловых и паровых сетей в Вологодской области в период 2010 – 2014 гг.

Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, демонстрирует стабильную динамику роста с 2010 по 2014 год и к концу рассматриваемого периода уже составляла около 42% от общей протяженности всех тепловых сетей.

Учитывая сложившуюся динамику с износом систем теплоснабжения в Вологодской области, особое значение для поддержания ее безаварийности имеют мероприятия по перевооружению, реконструкции и замене тепловых и паровых сетей.

При сохранении наблюдаемых в отчётный период среднегодовых темпов износа (0,8%) и ежегодном сокращении темпов их реконструкции на 11,9% к 2021 году протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, будет составлять около 801 км в двухтрубном исчислении или 44,7% от их общей протяженности (см. таблицу 73).

Таблица 73 – Динамика износа тепловых и паровых сетей в период 2015 – 2021 гг.

Год	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене в двухтрубном исчислении, км	765,1	771,0	776,9	782,9	788,9	795,0	801,1
Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	42,7	43,0	43,4	43,7	44,0	44,4	44,7

### 3.5 Разработка предложений по модернизации системы теплоснабжения муниципальных образований области

Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения.

Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена федеральным Законом от 27.07.2010 (ред. от 25.06.2012) № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Данные Правительства Вологодской области о стадиях разработки схем теплоснабжения поселений (городов) региона по состоянию на декабрь 2015 г. представлены в таблице 74.

Необходимо отметить, что предложения по развитию источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, включенные в данный раздел с указанием соответствующей величиной установленной электрической мощности новых или реконструируемых объектов, не относятся к разрабатываемому базовому варианту развития энергосистемы Вологодской области, а учтены при формировании максимального варианта развития региона по предложениям органов исполнительной власти и муниципальных образований Вологодской области. Необходимость в намечаемом строительстве и реконструкции данных объектов для обеспечения растущего спроса на электроэнергию в регионе должна быть дополнительно проработана в составе отдельных проектных работ по определению схем выдачи мощности энергетических установок.

Таблица 74 – Данные Правительства Вологодской области о стадиях разработки схем теплоснабжения поселений (городов) региона по состоянию на конец 2015 г.

№ п/п	Наименование МО	Стадия разработки схем
<i>Бабаевский муниципальный район</i>		
1	г. Бабаево	Утверждена
2	СП Борисовское	Утверждена
3	СП Володинское	Утверждена
4	СП Дубровское	Разработка схемы не требуется
5	СП Вепское национальное	Утверждена
6	СП Пожарское	Утверждена
7	СП Пяозерское	Утверждена

8	СП Саннинское	Утверждена
9	СП Сиучское	Разработка схемы не требуется
10	СП Тороповское	Разработка схемы не требуется
11	СП Центральное	Разработка схемы не требуется
<i>Бабушкинский муниципальный район</i>		
12	СП Бабушкинское	Утверждена
13	СП Березниковское	Разработка схемы не требуется
14	СП Демьяновское	Разработка схемы не требуется
15	СП Логдузское	Разработка схемы не требуется
16	СП Миньковское	Утверждена
17	СП Подболотное	Разработка схемы не требуется
18	СП Рослятинское	Утверждена
19	СП Тимановское	Разработка схемы не требуется
20	СП Юркинское	Разработка схемы не требуется
21	СП Идское	Утверждена
<i>Белозерский муниципальный район</i>		
22	г. Белозерск	Утверждена
23	СП Антушевское	Утверждена
24	СП Артюшинское	Утверждена
25	СП Визьменское	Разработка схемы не требуется
26	СП Глушковское	Утверждена
27	СП Гулинское	Утверждена
28	СП Енинское	Разработка схемы не требуется
29	СП Куностьское	Утверждена
30	СП Панинское	Разработка схемы не требуется
31	СП Шольское	Утверждена
<i>Вашкинский муниципальный район</i>		
32	СП Андреевское	Утверждена
33	СП Васильевское	Разработка схемы не требуется
34	СП Ивановское	Разработка схемы не требуется
35	СП Киснемское	Разработка схемы не требуется
36	СП Коневское	Утверждена
37	СП Липиноборское	Утверждена
38	СП Пиксимвское	Разработка схемы не требуется
39	СП Покровское	Разработка схемы не требуется
40	СП Пореченское	Утверждена
41	СП Роксомское	Разработка схемы не требуется
<i>Великоустюгский муниципальный район</i>		
42	г. Великий Устюг	Утверждена
43	г. Красавино	Утверждена
44	рп. Кузино	Утверждена
45	СП Верхневарженское	Утверждена
46	СП Верхнешарденгское	Утверждена
47	СП Красавинское	Утверждена
48	СП Ломоватское	Утверждена
49	СП Марденгское	Разработка схемы не требуется
50	СП Нижнеерогодское	Разработка схемы не требуется
51	СП Нижнешарденгское	Утверждена
52	СП Опокское	Утверждена
53	СП Орловское	Разработка схемы не требуется
54	СП Парфеновское	Разработка схемы не требуется
55	СП Покровское	Утверждена
56	СП Самотовинское	Утверждена
57	СП Стреленское	Разработка схемы не требуется
58	СП Суоловское	Утверждена
59	СП Теплогорское	Утверждена
60	СП Трегубовское	Утверждена
61	СП Усть-Алексеевское	Утверждена
62	СП Шемогодское	Разработка схемы не требуется
63	СП Юдинское	Утверждена
<i>Верховажский муниципальный район</i>		
64	СП Верховажское	Утверждена



65	СП Верховское	Утверждена
66	СП Климушинское	Разработка схемы не требуется
67	СП Коленгское	Утверждена
68	СП Липецкое	Утверждена
69	СП Морозовское	Утверждена
70	СП Наумовское	Разработка схемы не требуется
71	СП Нижнекулойское	Утверждена
72	СП Олюшинское	Разработка схемы не требуется
73	СП Сибирское	Утверждена
74	СП Терменгское	Разработка схемы не требуется
75	СП Чушевицкое	Утверждена
76	СП Шелотское	Утверждена
<i>Вожегодский муниципальный район</i>		
77	ГП Вожегодское	Утверждена
78	СП Бекетовское	Утверждена
79	СП Кадниковское	Утверждена
80	СП Митюковское	Утверждена
81	СП Мишутинское	Утверждена
82	СП Нижнеслободское	Утверждена
83	СП Тигинское	Утверждена
84	СП Ючкинское	Утверждена
85	СП Явенгское	Утверждена
<i>Вологодский муниципальный район</i>		
86	СП Кубенское	Утверждена
87	СП Лесковское	Утверждена
88	СП Майский	Утверждена
89	СП Марковское	Утверждена
90	СП Новленское	Утверждена
91	СП Подлесное	Утверждена
92	СП Прилукское	Утверждена
93	СП Семеновское	Утверждена
94	СП Сосновское	Утверждена
95	СП Спасское	Утверждена
96	СП Старосельское	Утверждена
97	СП Федотовское	Утверждена
<i>Вытегорский муниципальный район</i>		
98	гп Вытегра	Утверждена
99	СП Алмозерское	Разработка схемы не требуется
100	СП Андомское	Утверждена
101	СП Анненское	Утверждена
102	СП Анхимовское	Утверждена
103	СП Девятинское	Утверждена
104	СП Казаковское	Утверждена
105	СП Кемское	Разработка схемы не требуется
106	СП Мегорское	Утверждена
107	СП Оштинское	Разработка схемы не требуется
108	СП Саминское	Разработка схемы не требуется
<i>Грязовецкий муниципальный район</i>		
109	гп Вохтожское	Утверждена
110	гп Грязовецкое	Утверждена
111	СП Комьянское	Утверждена
112	СП Перцевское	Утверждена
113	СП Ростилловское	Утверждена
114	СП Сидоровское	Утверждена
115	СП Юровское	Утверждена
<i>Кадуйский муниципальный район</i>		
116	гп поселок Кадуй	Утверждена
117	гп поселок Хохлово	Утверждена
118	СП Андроновское	Утверждена
119	СП Барановское	Утверждена
120	СП Бойловское	Разработка схемы не требуется
121	СП Мазское	Утверждена

122	СП Никольское	Утверждена
123	СП Рукавицкое	Утверждена
<i>Кирилловский муниципальный район</i>		
124	гп г.Кириллов	Утверждена
125	СП Алешинское	Утверждена
126	СП Горицкое	Утверждена
127	СП Коварзинское	Утверждена
128	СП Липовское	Утверждена
129	СП Николоторжское	Утверждена
130	СП Талицкое	Утверждена
131	СП Ферапонтовское	Утверждена
132	СП Чарозерское	Утверждена
<i>Кич-Городецкий муниципальный район</i>		
133	СП Городецкое	Утверждена
134	СП Енангское	Разработка схемы не требуется
135	СП Кичменгское	Разработка схемы не требуется
<i>Междуреченский муниципальный район</i>		
136	СП Ботановское	Утверждена
137	СП Старосельское	Утверждена
138	СП Сухонское	Утверждена
139	СП Туровецкое	Утверждена
140	СП Шейбухтовское	Утверждена
<i>Никольский муниципальный район</i>		
141	гп г.Никольск	Утверждена
142	СП Аргуновское	Разработка схемы не требуется
143	СП Байдаровское	Разработка схемы не требуется
144	СП Вахневское	Разработка схемы не требуется
145	СП Кемское	Утверждена
146	СП Завражское	Разработка схемы не требуется
147	СП Зеленцовское	Разработка схемы не требуется
148	СП Краснополянское	Утверждена
149	СП Нигинское	Разработка схемы не требуется
150	СП Пермасское	Разработка схемы не требуется
151	СП Теребаевское	Разработка схемы не требуется
<i>Нюксенский муниципальный район</i>		
152	СП Востровское	Разработка схемы не требуется
153	СП Городищенское	Утверждена
154	СП Игмасское	Разработка схемы не требуется
155	СП Нюксенское	Утверждена
<i>Сокольский муниципальный район</i>		
156	гп г.Кадников	Утверждена
157	гп г.Сокол	Утверждена
158	СП Архангельское	Утверждена
159	СП Биряковское	Утверждена
160	СП Боровецкое	Утверждена
151	СП Воробьевское	Утверждена
162	СП Двиницкое	Утверждена
163	СП Нестеровское	Разработка схемы не требуется
164	СП Пельшемское	Утверждена
165	СП Пригородное	Утверждена
166	СП Чучковское	Утверждена
<i>Сямженский муниципальный район</i>		
167	СП Двиницкое	Разработка схемы не требуется
168	СП Житьевское	Утверждена
169	СП Коробицинское	Разработка схемы не требуется
170	СП Ногинское	Утверждена
171	СП Раменское	Утверждена
172	СП Режское	Разработка схемы не требуется
173	СП Сямженское	Утверждена
174	СП Устьрецкое	Разработка схемы не требуется
<i>Тарногский муниципальный район</i>		
175	СП Верховское	Утверждена

176	СП Заборское	Утверждена
177	СП Илезское	Утверждена
178	СП Маркушевское	Утверждена
179	СП Спасское	Утверждена
180	СП Тарногское	Утверждена
<i>Тотемский муниципальный район</i>		
181	гп г. Тотма	Утверждена
182	СП Великодворское	Утверждена
183	СП Вожбалское	Утверждена
184	СП Калининское	Утверждена
185	СП Медведевское	Утверждена
186	СП Мосеевское	Утверждена
187	СП Погореловское	Утверждена
188	СП Пятовское	Утверждена
189	СП Толшменское	Утверждена
<i>Усть-Кубинский муниципальный район</i>		
190	СП Богородское	Утверждена
191	СП Высоковское	Разработка схемы не требуется
192	СП Заднесельское	Разработка схемы не требуется
193	СП Никольское	Утверждена
194	СП Троицкое	Утверждена
195	СП Устьянское	Утверждена
<i>Устюженский муниципальный район</i>		
196	гп г. Устюжна	Утверждена
197	МО поселок им Желябова	Утверждена
198	МО Залесское	Утверждена
199	МО Лентьевское	Утверждена
200	МО Меженское	Утверждена
201	МО Моденское	Утверждена
202	МО Никифоровское	Утверждена
203	МО Никольское	Утверждена
204	МО Сошневское	Утверждена
205	МО Устюженское	Утверждена
<i>Харовский муниципальный район</i>		
206	гп г. Харовск	Утверждена
207	СП Азлецкое	Разработка схемы не требуется
208	СП Ильинское	Утверждена
209	СП Кубенское	Утверждена
210	СП Кумзерское	Утверждена
211	СП Михайловское	Утверждена
212	СП Разинское	Утверждена
213	СП Семигороднее	Утверждена
214	СП Слободское	Утверждена
215	СП Харовское	Утверждена
216	СП Шапшинское	Утверждена
<i>Чagodощенский муниципальный район</i>		
217	гп поселок Чагода	Утверждена
218	гп поселок Сазоново	Утверждена
219	СП Белокрестское	Утверждена
220	СП Борисовское	Утверждена
221	СП Избоицкое	Утверждена
222	СП Лукинское	Утверждена
223	СП Мегринское	Утверждена
224	СП Первомайское	Утверждена
225	СП Покровское	Утверждена
<i>Череповецкий муниципальный район</i>		
226	СП Абакановское	Утверждена
227	СП Воскресенское	Утверждена
228	СП Ирдоматское	Утверждена
229	СП Климовское	Утверждена
230	СП Коротовское	Утверждена
231	СП Малечкинское	Утверждена

232	СП Мяксинское	Утверждена
233	СП Нелазское	Утверждена
234	СП Николо-Раменское	Утверждена
235	СП Судское	Утверждена
236	СП Тоншаловское	Утверждена
237	СП Югское	Утверждена
238	СП Ягановское	Утверждена
239	СП Ягницкое	Разработка схемы не требуется
240	СП Яргомжское	Утверждена
<i>Шекснинский муниципальный район</i>		
241	гп поселок Шексна	Утверждена
242	гп Чебсарское	Утверждена
243	СП Домшинское	Разработка схемы не требуется
244	СП Ершовское	Разработка схемы не требуется
245	СП Железнодорожное	Утверждена
246	СП Камешниковское	Разработка схемы не требуется
247	СП Любомировское	Утверждена
248	СП Никольское	Утверждена
249	СП Нифантовское	Утверждена
250	СП Раменское	Разработка схемы не требуется
251	СП Сиземское	Утверждена
252	СП Угольское	Разработка схемы не требуется
253	СП Фоминское	Разработка схемы не требуется
254	СП Чуровское	Утверждена
255	СП Юроченское	Разработка схемы не требуется
<i>ГО город Вологда</i>		
256	ГО город Вологда	Утверждена
<i>ГО город Череповец</i>		
257	ГО город Череповец	Утверждена
<b>Всего</b>		<b>257 муниципальных образований</b>
в том числе:		
- утверждены схемы теплоснабжения		195 муниципальных образований
- разработка схем теплоснабжения не требуется		62 муниципальных образований

До настоящего времени в Вологодской области разработано и утверждено 195 схем теплоснабжения городских округов, городских и сельских поселений.

В данной работе учтены следующие представленные схемы теплоснабжения муниципальных образований Вологодской области:

1. «Схема теплоснабжения городского поселения города Бабаево Бабаевского муниципального района Вологодской области до 2028 года»;
2. «Схема теплоснабжения муниципального образования «город Белозерск» Белозерского муниципального района Вологодской области»;
3. «Схема теплоснабжения г. Великий Устюг Вологодской области на период до 20202 г.»;

4. «Схема теплоснабжения Верховажского сельского поселения Верховажского муниципального района Вологодской области на 2015-2019 гг. и на период до 2030 г.»;
5. «Схема теплоснабжения Вожегодского городского поселения Вожегодского муниципального района Вологодской области»;
6. «Схема теплоснабжения сельского поселения Майский»;
7. «Схема теплоснабжения муниципального образования «город Вытегра» Вологодской области»;
8. «Схема теплоснабжения поселка Кадуи на период с 2013 года по 2027 год»;
9. «Схема теплоснабжения муниципального образования Городецкое Кичменгско-Городецкого муниципального района Вологодской области»;
10. «Схема теплоснабжения муниципального образования город Кириллов Кирилловского муниципального района Вологодской области до 2025 года»;
11. «Схема теплоснабжения муниципального образования город Сокол с 2013 по 2028 год»;
12. «Схема теплоснабжения Тарногского сельского поселения Тарногского муниципального района Вологодской области»;
13. «Схема теплоснабжения муниципального образования «город Тотма»;
14. «Схема теплоснабжения поселка Чагода»;
15. «Схема теплоснабжения Тоншаловского сельского поселения на период 2014-2028 гг.»;
16. «Схема теплоснабжения поселка Шексна на период с 2013 года по 2027 год»;
17. «Схема теплоснабжения города Вологды до 2028 года»;
18. «Схема теплоснабжения города Череповца до 2026 года».

Ниже представлены основные направления развития системы теплоснабжения муниципальных поселений Вологодской области с учетом

основных технических мероприятий и их ориентировочными объемами капитальных вложений в развитие систем теплоснабжения.

- *Город Вологда*

В соответствии со Схемой теплоснабжения города Вологды до 2028 года предполагается осуществлять теплоснабжение потребителей как от существующих источников централизованного теплоснабжения, так и от индивидуальных источников теплоснабжения в отдельных районах.

Основные технические мероприятия с указанием ориентировочных капитальных вложений в развитие энергоисточников и тепловых сетей города Вологды представлены в таблице 75.

Таблица 75 – Основные технические мероприятия по развитию энергоисточников теплоснабжения и тепловых сетей города Вологды

№ п/п	Источник тепловой энергии	Наименование мероприятия	Объем инвестиций всего, млн. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	МУП «Вологда-гортеплосеть», Чернышевского, 84а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	137,68	2015-2022 гг.
		Реконструкция котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2028 гг.
2	МУП «Вологда-гортеплосеть», Прилуцкая, 5	Консервация котельной с переключением ее тепловых нагрузок на котельную по ул. Чернышевского, 84а (перевод потребителей на другой температурный график)	3,70	2015 г.
3	МУП «Вологда-гортеплосеть», Энгельса, 54а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	17,286	2015-2022 гг.
		Установка дополнительного (третьего котла) КВГ-2,5 или его аналога		2018-2022 гг.
4	МУП «Вологда-гортеплосеть», Набережная VI Армии, 91а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	50,723	2018-2022 гг.
		Техническое перевооружение котельной и её реконструкция для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2028 гг.
5	МУП «Вологда-гортеплосеть», Добролюбова, 15а	Установка дополнительного котла на имеющемся свободном месте в котельной	18	2023-2028 гг.
6	МУП «Вологда-гортеплосеть», Красноармейская, 27	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	137,692	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2018-2022 гг.
7	МУП «Вологда-гортеплосеть», Комсомольская, 76	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	46,293	2015-2022 гг.
		Техническое перевооружение котельной или её реконструкция с увеличением ее установленной тепловой мощности		2015-2028 гг.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Наименование мероприятия	Объем инвестиций всего, млн. руб.	Намечаемый период (год) реализации
8	МУП «Вологдагортеплосеть», Колхозная, 71а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	93,457	2015-2022 гг.
		Техническое перевооружение котельной или ее реконструкция с увеличением ее установленной тепловой мощности		2017-2028 гг.
9	МУП «Вологдагортеплосеть», Старое шоссе, 5	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	62,103	2015-2022 гг.
		Увеличение тепловой мощности котельной с установкой тепловых мощностей в пристройке к котельной		2016-2017 гг.
11	МУП «Вологдагортеплосеть», Маяковского, 22а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	123,576	2015-2022 гг.
		Реконструкция котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2028 гг.
12	МУП «Вологдагортеплосеть», Пролетарская, 73а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	45,4	2015 г.
		Консервация котельной		2018-2022 гг.
13	МУП «Вологдагортеплосеть», Горького, 130а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	51,711	2017 г.
		Техническое перевооружение котельной с переводом ее работы без постоянного присутствия обслуживающего персонала		2017-2022 гг.
14	МУП «Вологдагортеплосеть», Горького, 99а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	91,42	2016 г.
		Реконструкция котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2017-2028 гг.
15	МУП «Вологдагортеплосеть», Карла Маркса, 70	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	90,855	2015-2017 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2028 гг.
16	МУП «Вологдагортеплосеть», Разина, 53-б	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	45,303	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2016 гг.
17	МУП «Вологдагортеплосеть», Пошехонское шоссе, 23-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	84,041	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2028 гг.
18	МУП «Вологдагортеплосеть», Пошехонское шоссе, 36-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	42,755	2015-2016 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2022 гг.
19	МУП «Вологдагортеплосеть», Болонина, 23-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	3,624	2015-2022 гг.
20	ООО «Теплоисточ-	Реконструкция и строительство новых тепловых	5,75	2017 г.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Наименование мероприятия	Объем инвестиций всего, млн. руб.	Намечаемый период (год) реализации
	ник», Московское шоссе, 44	сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии		
21	МУП «Вологдагортеплосеть», Зали- нейная, 22-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	132,326	2016-2028 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение ко- тельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2018-2028 гг.
22	МУП «Вологда- гортеплосеть», Лени- на, 14 в с. Молочное	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	53,705	2017-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение ко- тельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015 г.
23	Вологодская ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	554,834	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение ко- тельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2022 гг.
24	ОАО «Агрострой- конструкция»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	74,321	2015-2017 гг.
		Выполнение утвержденной инвестиционной про- граммы		2015-2016 гг.
25	ООО «ЗАПАДНАЯ КОТЕЛЬНАЯ», ул. Окружное шоссе, 13	Реконструкция и техническое перевооружение ко- тельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии	139,871	2016-2022 гг.
		Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2022 гг.
26	МУП «Вологдагорте- плосеть», ул. Машино- строительная, 19	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	60,759	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение ко- тельной		2015-2016 гг.
27	ОАО «ВОМЗ»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	49,126	2015-2022 гг.
28	ООО «Теплосила»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	4,075	2015-2022 гг.
		Консервация котельной. Переключение тепловых нагрузок на котельную МУП «Вологдагортеплосеть» по адресу: Пошехонское шос- се, 23а		н/д
29	ООО «ЖилСтрой- индустрия»	Строительство новой котельной установленной мощностью 10Гкал/ч по ул. Архангельской для под- ключения жилых домов	30,0	2015-2016 гг.
30	ОАО «Стройиндуст- рия»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	38,945	2015-2016 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение ко- тельной		2016-2022 гг.



Согласно данным Схемы теплоснабжения города Вологды общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей составит 2 289,331 млн. руб.

- *Город Череповец*

В соответствии с действующей Схемой теплоснабжения развитие теплоснабжения г. Череповца до 2026 года предполагается базировать на преимущественном использовании существующих котельных ООО «Вологдагазпромэнерго» с повышением эффективности топливоиспользования путем дооснащения их когенерационными установками.

Кроме нового строительства когенерационных установок, в схеме теплоснабжения г. Череповца намечается новое строительство двух ПГУ ТЭЦ для обеспечения перспективных потребностей города в тепловой и электрической энергии (таблица 76).

Таблица 76 – Намечаемое строительство новых ТЭЦ в г. Череповец согласно утвержденной Схемы теплоснабжения города

№ п/п	Наименование ТЭС	Вводимое оборудование			Период (год) ввода в эксплу- атацию	Примечание
		кол-во тип	Установленная мощ- ность			
			Элект- рическая МВт	Тепло- вая Гкал/ч		
1	Новая ПГУ ТЭЦ	1хПГУ-100	100	200	2015 – 2020 гг.	Обеспечение возмож- ности подключения новых объектов в микрорайонах пер- спективной застройки
2	Сооружение ТЭЦ ПГУ-90	1хПГУ-90	90	40	2018 г.	Ликвидация дефицита располагаемой мощ- ности и повышение рентабельности от комбинированной выработки и продажи тепла и электроэнер- гии
Итого			190	240		

Перечень основных технических мероприятий, утвержденных в Схеме теплоснабжения г. Череповца с указанием ориентировочных капитальных вложений в развитие энергоисточников и тепловых сетей города представлен в таблице 77.

Таблица 77 – Перечень основных технических мероприятий, утвержденных в Схеме теплоснабжения г. Череповец

Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб	Установленная мощность вновь вводимого оборудования		Намечаемый период (год) реализации
		Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч	
Реконструкция котельной № 3 (комплекс работ по замене горелочных устройств и автоматизации котлов ПТВМ-30)	65,0	-	-	2013- 2014 гг.
Новое строительство на территории котельной № 3 когенерационной установки электрической мощностью 2 МВт	80,0	2,0	2,7	2013 г.
Доведение располагаемой мощности котлов КВГМ-100 котельной Южная до установленной	14,0	-	-	2013 г.
Новое строительство на территории котельной Южная когенерационной установки электрической мощностью 3 МВт	114,6	3,0	4,0	2013 г.
Расширение (реконструкция) котельной Южная двумя котлами КВ-ГМ-116,3-150 с увеличением мощности на 200 Гкал/час	714,0	-	200,0	2014-2016 гг.
Реконструкция (строительство) дымовой трубы для новых котлов котельной Южная	70,0	-	-	2013 г.
Реконструкция котельной Южная (комплекс работ по замене горелочных устройств и автоматизации котлов КВГМ-100 (2 шт.))	140,0	-	-	2013- 2014 гг.
Новое строительство ТЭЦ-ГТУ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 200 Гкал/ч.	5 000,0	100,0	200,0	2015-2020 гг.
Доведение располагаемой мощности котлов КВГМ-100 котельной №2 до установленной	12,0	-	-	2013 г.
Расширение котельной № 2 котлом КВ-ГМ-35-150 (30 Гкал/ч) и сооружение ТЭЦ ПГУ-90 тепловой мощностью 40 Гкал/ч и электрической мощностью 90 МВт в микрорайоне 26	4 146,0	90,0	70,0	2013 2018 г.
Реконструкция котельной № 1 (комплекс работ по замене горелочных устройств и автоматизации котлов ПТВМ-50 (3 шт.))	110,0	-	-	2013- 2014 гг.
Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 5 МВт на территории котельной № 1	180,0	5,0	6,7	2014-2015 гг.
Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 7,5 МВт на территории котельной № 2	300,0	7,5	10,0	2013- 2015 гг.
Доведение располагаемой мощности котлов КВГМ-30 котельной Северная до установленной	15,0	-	-	2013 г.
Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 1,5 МВт на территории котельной Северная	57,3	1,5	2,0	2013 г.
Реконструкция котельной Северная (комплекс работ по замене горелочных устройств и автоматизации котлов КВГМ-30 (3 шт.))	76,0	-	-	2013- 2015 гг.
Строительство теплотрассы Ду500 протяженностью 1,5 км в двухтрубном исполнении	64,0	-	-	2016-2017 гг.
<b>Итого</b>	<b>11 157,9</b>	<b>209,0</b>	<b>495,3</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие систем теплоснабжения г. Череповец составляет 11,2 млрд. руб., в том числе новое строительство источников генерации – 10,6 млрд.руб., реконструкция источников тепла – 0,5 млрд. руб. и новое строительство тепловых сетей – 0,6 млрд. руб.

- *Город Сокол*

Согласно материалам действующей «Схемы теплоснабжения муниципального образования город Сокол на период 2013-2028 год» намечается новое строительство и реконструкция источников тепловой энергии, а также реконструкция тепловых сетей:

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования город Сокол представлены в таблице 78.

Таблица 78 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования город Сокол

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн. руб.	Установленная тепловая мощность вновь вводимого оборудования, Гкал/ч	Намечаемый период (год) реализации
1	Строительство новых источников теплоснабжения для города, включая: - котельную мощностью 60 МВт для центральной части города; - котельную мощностью 25 МВт для микрорайона Солдек и Сокольский ДОК; - котельная мощностью 25 МВт для микрорайона Печаткино	1 164,128	106,6	2014-2017 гг.
2	Установка оборудования для наладки гидравлического режима на источниках малой мощности	13,5476	-	2015-2016 гг.
3	Реконструкция котельной №7 с установкой дополнительного электродогревателя типа ЭНТС-13/0,38 (ЭДИСОН-13)	0,078	0,011	2015 г.
4	Строительство газовой котельной для нового района «Западный»	15,5	1,9	2017 г.
5	Техническое перевооружение котельных №№ 1,2 за счет установки нового оборудования	19,68	1,3	2015-2016 гг.
6	Реконструкция ветхих тепловых сетей общей протяженностью 37,582 (14,382 км тепловых сетей в центральной части; 13,44 км - на участке 2; 6,64 км - на участке 3; 3,12 км - на участке 4)	67,2	-	2015-2016 гг.
7	Восстановление изоляции тепловых сетей	10,53	-	2015-2016 гг.
8	Реконструкция оборудования ЦТП № 1,2,3 микрорайона ОАО «Сокольский ДОК»	20,16	-	2015-2016 гг.
9	Мероприятия по модернизации и реконструкции теплопотребляющих установок для перевода на закрытую схему теплоснабжения	60,032	-	2015 г.
10	Установка оборудования для диспетчеризации существующих и вновь монтируемых приборов учета энергоресурсов у абонентов	1,12	-	2016 г.

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.	Установленная тепловая мощность вновь вводимого оборудования, Гкал/ч	Намечаемый период (год) реализации
	<b>Итого</b>	<b>1 372</b>	<b>109,9</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие систем теплоснабжения г. Сокол составляет 1,37 млрд. руб., в том числе новое строительство источников генерации – 1,2 млрд. руб., реконструкция источников тепла – 0,02 млрд. руб., новое строительство и реконструкция тепловых сетей – 0,1 млрд. руб., реконструкция теплопотребляющих установок потребителей – 0,06 млрд. руб.

- *Город Бабаево*

Согласно действующей «Схеме теплоснабжения города Бабаево Бабаевского муниципального района Вологодской области до 2028 года» теплоснабжение потребителей города Бабаево в период до 2028 года намечается осуществлять как от централизованных систем теплоснабжения котельных, так и от индивидуальных источников теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Бабаево представлены в таблице 79.

Таблица 79 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Бабаево

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.	Установленная тепловая мощность вновь вводимого оборудования, Гкал/ч	Намечаемый период (год) реализации
1	Замена существующих семи котельных на пять новых	134,0	31,8	2013-2014 гг.
2	Новое строительство участков тепловых сетей для объединения зон теплоснабжения существующих изношенных котельных №1, №3, №4	-	-	2013-2015 гг.
	<b>Итого</b>	<b>134,0</b>	<b>31,8</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в новое строительство источников генерации г. Бабаево составляет 134,0 млн. руб.

- *Город Белозерск*

Обеспечение тепловых нагрузок предусматривается Схемой теплоснабжения города Белозерска как от существующих, так и от вновь проектируемых источников теплоснабжения, при этом мер по переоборудованию котельных в источники когенерации не предусмотрено.

Строительство и реконструкция тепловых сетей производится в целях обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Белозерска представлены в таблице 80.

Таблица 80 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Белозерска

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб., всего	Намечаемый период (год) реализации
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		
1.1.	Строительство проектируемой котельной № 1, рабочая мощность 3,8 МВт	21500	2015 г.
1.2.	Строительство проектируемой котельной № 2, рабочая мощность 5,16 МВт	29500	2017 г.
1.3.	Замена 3-х котлов котельной «Оптика»	2100	2019-2023 гг.
1.4.	Замена 6-ти котлов котельной «Агрофирма»	3600	2014-2016 гг.
1.5.	Замена 1-го котла котельной «Агрострой»	400	2016 г.
1.6.	Замена 2-х котлов котельной «Белозерье»	800	2015-2023 гг.
1.7.	Замена 1-го котла котельной «Клуб речников»	400	2017 г.
1.8.	Замена 1-го котла котельной «ПМК»	400	2018 г.
	Всего объем финансовых затрат	58700	
2	Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:		
2.1	Строительство ТС от проектируемой котельной № 1, L=0,99 км	6600	2015 г.
2.2.	Строительство ТС от проектируемой котельной № 1, L=1,52 км	10140	2017 г.
2.3	Строительство ТС от существующей котельной «Оптика», L=1,98 км	13210	2019-2023 гг.
	Всего объем финансовых затрат	29950	
3	Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.		
3.1.	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	200	2024-2029 гг.
	Всего объем финансовых затрат	200	
	<b>ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты</b>	<b>88850</b>	

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Белозерск составит 88,85 млн. руб.

- *Город Великий Устюг*

Согласно материалам Схемы теплоснабжения города Великий Устюг теплоснабжение потребителей планируется от существующих источников тепла. Также планируется сохранение действующей закрытой системы теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Великий Устюг представлены в таблице 81.

Таблица 81 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Великий Устюг на расчетный срок до 2020 г.

№№ пп	Наименование котельной	Стоимость строительства и реконструкции, млн.руб.		
		котельной	тепловых сетей	итого
1	2	3	4	5
1	Действующая котельная № 1	-	5,60	5,60
2	Действующая котельная № 2	-	1,96	1,96
3	Действующая котельная № 11 (авиалесоохраны)	-	-	-
4	Действующая котельная № 10 (ж/д вокзала)	-	-	-
5	Рекомендуемая данной работой котельная жилого района СРЗ	35,00	8,99	43,99
6	Запроектированная котельная Се- веро-запад и Яйково	15,23	2,34	17,57
7	Запроектированная котельная пер- спективной застройки	17,00	-	17,00
	<b>Итого</b>	<b>67,23</b>	<b>18,89</b>	<b>86,12</b>

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Великий Устюг составит 86,12 млн. руб.

- *Поселок Кадуй*

Схемой теплоснабжения поселка Кадуй предусмотрено три варианта развития систем централизованного теплоснабжения: первый – предполагает использование существующих источников тепловой энергии, второй – предполагает модернизацию источников теплоснабжения с проведением капитального ремонта с мероприятиями по продлению ресурса оборудования

котельных, третий – предполагает отказ от теплоснабжения от Череповецкой ГРЭС и котельной ГК.М.Руковицкая и строительство собственных источников тепловой энергии. При этом строительство собственных источников комбинированной выработки в поселке не целесообразно. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Кадуй отражены в таблице 82.

Таблица 82 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Кадуй

№ № п/п	Наименова- ни	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Стоимость строительства и реконструк- ции, млн.руб.	Намечае- мый период (год) реали- зации	Стоимость строительства и реконструк- ции, млн.руб.	Намечае- мый период (год) реали- зации	Стоимость строительства и реконструк- ции, млн.руб.	Намечае- мый период (год) реали- зации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ГК М.Руковицка я	6,344	2018-2022 гг.	6,344	2018-2022 гг.	-	-
2	ГК Судский Рейд	12,687	2013-2014 гг, 2023-2027 гг.	12,687	2013-2014 гг, 2023-2027 гг.	6,344	2018-2022 гг.
3	Котельная ул. Строите- лей	-	-	-	-	173,399	2015-2022 гг.
4	Котельная пер. Березо- вый	-	-	-	-	53,058	2014-2015 гг.
5	Котельная ДОЗ	-	-	-	-	6,773	2013-2014 гг.
	<b>Итого</b>	<b>19,031</b>	<b>-</b>	<b>19,031</b>	<b>-</b>	<b>239,574</b>	<b>-</b>

Таким образом, капитальные вложения в развитие системы теплоснабжения поселка Кадуй для трех различных вариантов составят 19,031 млн. руб. – для первого и второго вариантов и 239,574 млн. руб. - для третьего варианта.

- *Муниципальное образование Городецкое*

Согласно материалам Схемы теплоснабжения муниципального образования Городецкое теплоснабжение потребителей планируется как от существующих источников тепла, так и от источников индивидуального теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования Городецкое отражены в таблице 83.

Таблица 83 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования Городецкое

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб. всего	Намечаемый период (год) реализации
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		
1.1.	Капитальный ремонт котельной, замена дымовых труб	15750,0	2014-2023 гг.
1.2.	Строительство новой модульной автоматизированной котельной на базе котельной БУЗ ВО "Кич-Городецкая ЦРБ" и переключение на нее нагрузок с котельной БОУ "Первомайская СОШ"		
1.3.	Строительство новой модульной котельной взамен котельной БОУ "Кич-Городецкая СОШ" и переключение на нее нагрузок с котельной БДОУ "Детский сад "Улыбка", РДК, церкви, БДОУ "Детский сад "Солнышко"		
1.4.	Строительство новой модульной котельной взамен котельной Районного исполнительного комитета		
2	Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:		
2.1.	Ремонт теплосетей на территории МО Городецкое	6782,4	2014-2018 гг.
2.2.	Прокладка 11029,7 п. м. труб новой теплотрассы	39960,0	2019-2023 гг.
2.3.	Строительство тепловой сети от котельной до зданий БОУ «Первомайская СОШ» и БДОУ «Детский сад «Алёнушка»		
2.4.	Строительство новой тепловой сети от котельной до потребителей: БДОУ «Детский сад «Улыбка», РДК, церковь, БДОУ «Детский сад «Солнышко		
2.5.	Строительство новой тепловой сети от котельной БДОУ «ДДТ» для подключения новых потребителей (перспективное строительство)		
3	Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.		
3.1.	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	1000	2024-2028 гг.
	<b>ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты</b>	<b>63492,4</b>	

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения муниципального поселения Городецкое составит 63,5 млн. руб.

- *Город Кириллов*

Согласно материалам Схемы теплоснабжения города Кириллов теплоснабжение потребителей планируется от существующих источников тепла.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Кириллова отражены в таблице 84.

Таблица 84 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Кириллова на период 2014-2023 гг.



№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб. всего
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
1.1.	Реконструкция котельной №2 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1400 кВт	6681,910
1.2.	Реконструкция котельной №3 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 2000 кВт	8180,560
1.3.	Реконструкция котельной №4 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1060 кВт	5559,595
1.4.	Реконструкция котельной №5 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1400 кВт	6681,910
1.5.	Реконструкция котельной №6 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1700 кВт	7636,235
1.6.	Реконструкция котельной №8 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 720 кВт	4838,280
1.7.	Реконструкция котельной №10 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 540 кВт	3591,710
	<b>ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты</b>	<b>43170,2</b>

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Кириллова составит 43,2 млн. руб.

- *Город Тотьма*

Согласно Схеме теплоснабжения города Тотьма теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Тотьма представлены в таблице 85.

Таблица 85 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Тотьма

Группа мероприятий	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб. , всего	Намечаемый период (год) реализации
<b>Техническое перевооружение котельных (модернизация, замена котельного и вспомогательного оборудования), в том числе:</b>	<b>15300</b>	<b>2015-2019 гг.</b>
<i>Котельная №2</i>	1500	2015 г.
<i>Котельная №4</i>	1500	2017 г.
<i>Котельная №5</i>	1000	2016 г.
<i>Котельная №6</i>	1500	2018 г.
<i>Котельная №7</i>	2000	2018 г.
<i>Котельная №8</i>	1500	2019 г.
<i>Котельная №9</i>	2000	2016 г.
<i>Котельная №10</i>	1000	2015 г.
<i>Котельная №13</i>	2000	2017 г.
Вывод из эксплуатации котельной №12 «Нефтебаза» и перевод жилого фонда на индивидуальное (электрическое) отопление	1300	2015 г.
<b>Приобретение и установка приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии в сеть, в том числе:</b>	<b>25000</b>	<b>2015-2019 гг.</b>
<i>Котельная №2</i>	3000	2015 г.

Группа мероприятий	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб. , всего	Намечаемый период (год) реализации
Котельная №4	0	-
Котельная №5	3000	2017 г.
Котельная №6	3900	2016 г.
Котельная №7	5800	2017-2018 гг.
Котельная №8	2100	2015 г.
Котельная №9	3000	2019 г.
Котельная №10	2100	2016 г.
Котельная №13	2100	2015 г.
<b>Реконструкция трубопроводов тепловых сетей, в том числе:</b>	<b>36608,2</b>	<b>2015-2029 гг.</b>
Котельная №2	3651,6	2016 г.
Котельная №4	1794	2017 г.
Котельная №5	2341	2015 г.
Котельная №6	5608,8	2018-2024 гг.
Котельная №7	9664,8	2020-2029 гг.
Котельная №8	2749,2	2016 г.
Котельная №9	3811,2	2018 г.
Котельная №10	3676,8	2019 г.
Котельная №13	3310,8	2019 г.
<b>ВСЕГО</b>	<b>76908,2</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения города Тотьмы составляет 76,9 млн. руб.

- *Город Вытегра*

Согласно Схеме теплоснабжения города Вытегра теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Вытегра представлены в таблице 86.

Таблица 86 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Вытегра

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инве- стиций, тыс.руб. , всего	Намечаемый пе- риод (год) реали- зации
1	2	3	4
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теп- ловой энергии		
1.1	Замена котлов котельной №1	1200	2016-2017 гг.
1.2	Замена котла котельной №2	500	2015 г.
1.3	Замена котлов котельной №3	800	2014, 2018 гг.
1.4	Замена котлов котельной №4	1000	2018 г.
1.5	Замена котла котельной №5	1000	2024-2028 гг.
1.6	Замена котлов котельной №6	1500	2015-2016 гг.
1.7	Замена котлов котельной №7	1300	2015-2016 гг.
1.8	Замена котлов котельной №8	1500	2015,2017 гг.
1.9	Замена котлов котельной №9	1400	2016, 2019-2023 гг.
1.10	Ликвидация котельной №10	200	2014 г.
1.11	Замена котлов котельной №11	1300	2017-2018 гг.

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб., всего	Намечаемый период (год) реализации
1.12	Замена котлов котельной №12	900	2019-2023 гг.
1.13	Замена котлов котельной №13	1550	2017-2018 гг.
1.14	Замена котлов котельной №14	360	2024-2028 гг.
1.15	Замена котлов котельной №15	-	-
1.15	Предложение по замене дымовой трубы: - котельной №3	500	2016 г.
	- котельной №13	1000	2017 г.
	- котельная №12	500	2015 г.
	Всего объем финансовых затрат	16510	
2	Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:		
2.1	Реконструкция участков тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	300	2015-2018 гг.
3	Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.		
3.1	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	300	2024-2028 гг.
	<b>ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты</b>	<b>14410</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения города Вытегра составляет 14,4 млн. руб.

- *Городское поселение Вожегодское*

Согласно Схеме теплоснабжения городского поселения Вожегодское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в поселении отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения городского поселения Вожегодское представлены в таблице 87.

Таблица 87 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения городского поселения Вожегодское

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб., всего	Намечаемый период (год) реализации
1	2	3	4
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		
1.1	Замена котлов котельной №4	1200	2016-2017 гг.
1.2	Замена котла котельной №5	500	2015 г.
1.3	Замена котлов котельной №6	800	2014,2018 гг.
1.4	Замена котлов котельной №7	1000	2018 г.
1.5	Замена котла котельной №10	1000	2024-2029 гг.
1.6	Замена котлов котельной №13	1500	2015-2016 гг.
1.7	Замена котлов котельной №15	1300	2015-2016 гг.

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб., всего	Намечаемый период (год) реализации
1	2	3	4
1.8	Замена котлов котельной №17	1500	2015,2017 гг.
1.9	Замена котлов котельной №18	1400	2016,2019-2023 гг.
1.10	Замена котлов котельной №25	1800	2017-2018 гг.
1.11	Замена котлов котельной №26	900	2019-2023 гг.
1.15	Предложение по замене дымовой трубы:	500	2016 г.
	- котельной №4		
	- котельной №5	1000	2017 г.
	- котельная №10	500	2015 г.
2	Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:		
2.1	Реконструкция участков тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	1480	2015-2018 гг.
3	Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.		
3.1	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	300	2024-2029 гг.
	<b>ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты</b>	<b>16680</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения городского поселения Вожегодское составляет 16,6 млн. руб.

- *Сельское поселение Майское*

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Майское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Майское представлены в таблице 88.

Таблица 88 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Майское.

№ п/п	Наименование источников	Стоимость, тыс.руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	Инвестиционные проекты по реконструкции, модернизации, строительству тепловых источников.		
	Всего объем финансовых затрат	-	-
2	Инвестиционные затраты по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей		
2.2	Прокладка новых теплосетей 0,850 км		
	Всего объем финансовых затрат	40000	2013-2016 гг.
3	Инвестиционные затраты по прочим расходам		
3.1	Произвести гидравлический расчет тепловой сети по каждой котельной, с после-	600,0	2014-2016 гг.

№ п/п	Наименование источников	Стоимость, тыс.руб.	Намечаемый период (год) реализации
	дующим шайбированием потребителей		
3.2	Проведение энергоаудита объектов теплоснабжения предприятия	350	2013 г.
3.3	Установка приборов учета на объектах теплоснабжения	320	2013-2016 гг.
	Всего объем финансовых затрат	1270	
	<b>ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты</b>	<b>41270</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Майское составляет 41,3 млн. руб.

- *Сельское поселение Тоншаловское*

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское представлены в таблице 89.

Таблица 89 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское

№ п/п	Наименование мероприятий	Ориентировочные затраты, млн. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	Увеличение тепловой мощности котельной №3 (ООО «Аникор+», д.Ясная поляна) за счет установки котлов Viessmann - двух Vitoplex 200 SX2 – 1,95 МВт и одного Vitoplex 200 SX2 – 1,6 МВт, или котлов иного производителя суммарной теплопроизводительностью 5,2 МВт (4,5 Гкал/ч)	7,80	2018 г.
2	Проектирование и строительство блочно-модульной котельной теплопроизводительностью 15МВтс последующим увеличением мощности на конец расчётного периода до 22 МВт.	87,00	2018-2028 гг.
3	Проведение обследования состояния тепловых сетей	0,20	2014 г.
4	Разработка перспективных планового строительства и перекадок тепловых сетей до 2018 и 2028 гг., согласно результатам обследования, и в связи с новым строительством и реконструкцией источников теплоснабжения. В среднем, ежегодно необходима перекадка 1,6 км тепловых сетей.	0,10	2014-2018 гг.
5	Строительство новых и реконструкции старых тепловых сетей в связи с подключением дополнительных нагрузок к тепловым сетям, согласно перспективным планам.	32,00	2014-2028 гг.

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское составляет 127,1 млн. руб.

- *Сельское поселение Тарногское*

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Тарногское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тарногское представлены в таблице 90.

Таблица 90 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тарногское

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб., всего	Намечаемый период (год) реализации
1	2	3	4
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		
1.1	Техническое перевооружение котельной БУК «Шебеньгский дом культуры» с выносом из здания.	1631,31	2018 г.
1.2	Реконструкция поселковой газовой котельной ул. Кирова с. Тарногский Городок.	18000	2015 г.
<b>ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты</b>		<b>19631,31</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Тарногское составляет 19,6 млн. руб.

- *Сельское поселение Верховажское*

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Верховажское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Верховажское представлены в таблице 91.

Таблица 91 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Верховажское

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб., всего	Намечаемый период (год) реализации
-------	-------------	---	------------------------------------

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб., всего	Намечаемый период (год) реализации
1	2	3	4
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		
1.1	Перевод котельной № 11 по ул. Смидовича, с. Верховажье, Верховажского района, Вологодской области на природный газ	2100,0 0	2015-2016 гг.
1.2	Перевод котельной №4 по ул. Гагарина, 65 с дров на природный газ	11000, 00	2016-2017 гг.
1.3	Перевод котельной №5 по ул. Тендрякова, 32г с дров на природный газ	12000, 00	2017-2018 гг.
2	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей		
2.1	Замена подземной теплотрассы от котельной № 9 по адресу: Вологодская область, Верховажский район, с. Верховажье, пос. Теплый ручей, ул. Лесная, д. 29	2040,00	2015 г.
	<b>ИТОГО:</b>	<b>27140,00</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Верховажское составляет 27,1 млн. руб.

- *Поселок Шексна*

«Схема теплоснабжения поселка Шексна на период с 2013 года по 2028 год» предусматривает развитие систем централизованного теплоснабжения п. Шексна по следующим направлениям:

- усовершенствование существующих систем централизованного теплоснабжения с применением современных видов основного оборудования и автоматизации систем управления технологическими процессами;
- реконструкция котельных с заменой морально устаревших котлов на современные котлы;
- строительство новых котельных с целью подключения потребителей, находящихся в зонах, не отвечающих требованиям надёжности и больших тепловых потерь на транспорт теплоносителя;
- перекладка тепловых сетей для приведения в нормативное состояние существующих систем транспорта теплоносителя.

Перспективное развитие систем теплоснабжения п. Шексна предлагается по двум вариантам:

- Вариант 1 – отказ от покупки тепловой энергии у сторонних источников для теплоснабжения потребителей п. Шексна и строительство новой котельной.
- Вариант 2 – демонтаж котельной №1 ШКДП и котельной №3 «Спецшкола», и строительство собственных источников тепловой энергии для обеспечения существующих и перспективных нагрузок.

По варианту 1 намечается строительство котельной пос. Шексна - Северная мощностью 49 МВт для обеспечения существующей тепловой нагрузки котельной «ШКДП» и перспективных потребителей кварталов 6 и 7, а также реконструкция котельной №2 (Центральная).

Вариант 2 предусматривает строительство котельной пос. Шексна-Северная мощностью 25,5 МВт для обеспечения существующей тепловой нагрузки котельной «ШКДП», строительство котельной установленной тепловой мощностью 20,5 Гкал/ч для теплоснабжения перспективных кварталов 6, 7 и реконструкция котельной №2 «Центральная».

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения п. Шексна представлены в таблице 92.

Таблица 92 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения п. Шексна

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.		Намечаемый период (год) реализации
		Вариант 1	Вариант 2	
1	Строительство котельной пос. Шексна - Северная	154,7	123,9	2014 - 2017 гг.
2	Новое строительство котельной для теплоснабжения перспективных кварталов 6, 7	-	37,3	2018 - 2022 гг.
3	Реконструкция котельной №2 (Центральная)	42,0		2013 - 2014 гг.
4	Перекладка участков сети с большего диаметра на меньший котельная №2 общей протяженностью 873 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 гг.
5	Перекладка участков сети с меньшего диаметра на больший (котельная №2) общей протяженностью 5 026 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 гг.
6	Перекладка участков сети с большего диаметра на меньший (котельная №5) общей протяженностью 150 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 гг.



	Итого	196,7	203,2	
--	-------	-------	-------	--

По результатам выполненных в схеме теплоснабжения расчетов эффективности инвестиций к реализации рекомендуется первый вариант намечающих строительство новой котельной п. Шексна - Северная установленной тепловой мощностью 49 МВт и реконструкцию котельной № 2 Центральная.

Суммарные капитальные вложения в развитие систем теплоснабжения п. Шексна по рекомендуемому варианту оцениваются в 196,7 млн. руб.

- *Поселок Чагода*

Согласно Схеме теплоснабжения поселка Чагода теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, также планируется строительство газовой и блочно-модульной котельных.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Чагода представлены в таблице 93.

Таблица 93 – Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Чагода

№ п/п	Адрес объекта Наименование мероприятий	Ед. изм.	Объемные показатели	Величина инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период реализации (год)
1	2	3	4	5	6
	<b>Мероприятия по реконструкции объектов теплоснабжения</b>				
<b>1.</b>	<b>Котельная «Центральная» ул. Кооперативная, д. 1</b>				
1.1	Разработка ПСД реконструкции разводящих сетей от котельной до потребителей	к-т	1	575,50	2014
1.2	Реконструкция разводящих сетей с заменой запорной арматуры, ветхих участков и тепловой изоляции:				
	- с оптимизацией диаметров:				
	Ду 200 мм на Ду 100 мм	м	60	476,20	2014
	Ду 200 мм на Ду 125 мм	м	191		
	Ду 200 мм на Ду 100 мм	м	128		
	Ду 150 мм на Ду 100 мм	м	93		
	Ду 200 мм на Ду 250 мм	м	153	6920,80	2015
	Ду 150 мм на Ду 125 мм	м	72		
	Ду 250 мм на Ду 125 мм	м	251		
	Ду 250 мм на Ду 200 мм	м	167		
	Ду 200 мм на Ду 150 мм	м	720		
	- реконструкция подземных тепловых сетей с большим износом:				
	Ду 25	м	225	1854,3	2016
	Ду 32	м	553		
	Ду 40	м	380		

№ п/п	Адрес объекта Наименование мероприятий	Ед.изм.	Объемные показатели	Величина инвестиций, тыс.руб.	Намеча- емый пе- риод реа- лизации (год)
1	2	3	4	5	6
	Ду 50	м	1882	33287,60	2016
	Ду 70	м	1596		
	Ду 80	м	901		
	Ду 100	м	2328		
	Ду 125	м	104		
	Ду 150	м	501		
	Ду 200	м	1518		
	Ду 250	м	421		
	Ду 300	м	592		
2.	<b>Котел в жилом доме по ул. Сенная, 26</b>				
2.1	Замена электрического котла на газовый, мощностью 27 кВт	шт.	1	62,6	2015
3.	<b>Котел в жилом доме по ул. Высоцкого, д. 71</b>				
3.1	Замена электрического котла на газовый, мощностью 42 кВт	шт.	1	75,00	2015
4.	<b>Котельная «Баня ЛПХ»</b>				
4.1	Замена твердотопливного котла на газо- вый, мощностью 302 кВт	шт.	1	610,20	2016
5.	<b>Котельная «Баня № 1»</b>				
5.1	Замена твердотопливного котла на 2 га- зовых, мощностью по 291 кВт	шт.	2	1213,8	2016
6.	<b>Котельная ООО «Тепловые системы», ул. Кооперативная, д. 1</b>				
6.1	Разработка ПСД реконструкции котель- ной с заменой котлов и оборудования, выработавших ресурс: реконструкции котельной с выделением первого этапа реконструкции с переводом её работы с парового на водогрейный режим	к-т	1	100,00	2015
6.2	Выполнение первого этапа реконструк- ции: установка водогрейного котла мощностью 7 МВт	шт.	1	1725,80	2016
6.3	Выполнение второго этапа реконструк- ции: установка двух водогрейных котлов мощ- ностью 7 МВт каждый	шт.	2	3451,60	2017
7.	<b>Котельная на территории клуба Лес- промхоза</b>				
7.1	Разработка ПСД блочно-модульной газо- вой котельной для целей отопления и го- рячего водоснабжения существующих зданий детского сада «Сказка» и здания клуба, по ул. Центральная	к-т	1	100,00	2015
7.2	Установка и монтаж блочно-модульной котельной, мощностью 180 кВт	шт.	1	2040,30	2016
7.3	Демонтаж существующих электрических радиаторов в здании детского сада	шт.	100	21,80	2016
7.4	Демонтаж электрического котла в здании клуба, мощностью 42 кВт	шт.	1	4,60	2016
7.5	Разработка ПСД разводящих сетей от ко- тельной до потребителей	к-т	1	101,20	2016
7.6	Прокладка тепловых сетей к зданию дет- ского сада и зданию клуба подземно в каналах	1 км канала	0,030	482,20	2017
7.7	Монтаж системы отопления в здании дет-	объект	1	н/д	

№ п/п	Адрес объекта Наименование мероприятий	Ед. изм.	Объемные показатели	Величина инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период реализации (год)
1	2	3	4	5	6
	ского сада				
	<b>Мероприятия по теплоснабжению новых объектов общественной и жилой застройки</b>				
8.	<b>Автономное теплоснабжение запроектированной общественной и усадебной застройки от газовых котлов для целей отопления и горячего водоснабжения. Поквартирное теплоснабжение от газовых котлов в новой многоквартирной застройке:</b>				
8.1	Установка газового двухконтурного котла, мощностью 24 кВт, в каждом запроектированном усадебном доме (320 квартир)	котёл	320	18003,2	2018
8.2	Установка газового двухконтурного котла, мощностью 24 кВт, в каждой квартире многоквартирных домов (80 квартир)	котёл	80	4500,80	2018
8.3	Установка в здании детского сада на 20-25 мест двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 65 кВт	котёл	1	175,20	2018
8.4	Установка в здании магазина одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 12 кВт	котёл	1	37,80	2018
8.5	Установка в здании бытового обслуживания с парикмахерской одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 40 кВт	котёл	1	153,30	
8.6	Установка в административном здании двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 70 кВт	котёл	1	175,20	
8.7	Установка в здании церковно-приходской школы газового двухконтурного котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 70 кВт	котёл	1	175,20	
8.8	Установка в здании детского сада на 40-45 мест двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 65 кВт	котёл	1	175,20	
8.9	Установка в здании спортзала двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 95 кВт	котёл	1	228,70	2018
8.10	Установка в здании клуба на 300 мест с библиотекой газового двухконтурного котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 130 кВт	котёл	1	274,50	
8.11	Установка в здании отделения связи одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 12 кВт	котёл	1	37,80	
8.12	Установка в здании аптеки одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 12 кВт	котёл	1	37,80	
8.13	Установка в здании кафе двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 150	котёл	1	361,00	

№ п/п	Адрес объекта Наименование мероприятий	Ед. изм.	Объемные показатели	Величина инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период реализации (год)
1	2	3	4	5	6
	кВт				
8.14	Установка в здании ФАП с аптекой и с молочной кухней одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 40 кВт	котёл	1	153,30	
8.15	Установка в здании детского сада с начальной школой на 65 мест и с молочной кухней двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 75 кВт	котёл	1	175,20	
	<b>Итого финансовые потребности:</b>			<b>77767,90</b>	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения поселка Чагода составляет 77,8 млн. руб.

### 3.6 Максимальный вариант развития энергетики Вологодской области

#### 3.6.1 Исходные данные для максимального варианта развития энергетики Вологодской области

В качестве исходных данных для разработки «максимального» варианта развития электроэнергетики Вологодской области принята информация об инвестиционных проектах, структуре вводов генерирующего оборудования и установленной мощности генерирующего оборудования, предоставленная Департаментом топливно-энергетического комплекса и тарифного регулирования Вологодской области.

Перечень инвестиционных проектов по развитию электросетевого и энергетического комплекса Вологодской области на 2017-2021 годы представлен в таблице 94.

Таблица 94 Перечень инвестиционных проектов (максимальный вариант) по развитию электросетевого и энергетического комплекса Вологодской области на 2017-2021

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Мощность, МВт		Срок реализации
		Генерация	Потребление	
1	Создание на территории Череповецкого муниципального района особой экономической зоны промышленно - производственного типа «Суда», включающей строительство крупного лесоперерабатывающего комплекса с созданием собственных генерирующих мощностей с возможностью выдачи в сеть ЕЭС России.	250	95	До 2021 года
2	Индустриальный парк «Череповец» и строительство понижающей подстанции 110/10 кВ на новом земельном участке в границах территории ИП		26	До 2020 года
3	При наличии поддержки федерального бюджета на территории области предусматривается строительство мини-ТЭЦ в пос. Чагода мощностью электрической 20 МВт и тепловой 30	20		До 2020 года
4	Государственная программа «Энергоэффективность и развитие газификации на территории Вологодской области на 2014-2020 годы», утвержденная Постановлением Правительства области от 28.10.2013 г. № И 07. Ввод малых ГЭС на девяти объектах в соответствии с Соглашением о сотрудничестве между Правительством Вологодской области и ЗАО «Норд Гидро»:			
	– МГЭС «Череповецкая»	0,9		
	– ГТС Вологодского водоканала	0,4		2016
	– Плотина «Александровская»	0,35		2019
	– Плотина «Ковжа»	0,2		2019
	– Плотина «Депо»	0,08		2020
	– МГЭС «Опоки»	10		2017
	– Плотина «Красавино»	0,04		2020
	– Шекснинская гидроэлектростанция	20-80		2020
	– МГЭС «Вытегра»	1,2		2020

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Мощность, МВт		Срок реализации
		Генерация	Потребление	
5	Новое строительство ТГ-2 мощностью 25 МВт на ГТЭС «ФосАгро – Череповец»	25		2017
<b>Город Белозерск</b>				
6	Строительство Белозерской ветродизельной электростанции на побережье Белого озера	5		До 2021 года
<b>Город Череповец</b>				
7	Новое строительство на территории котельной № 3 кооперационной установки электрической мощностью 2 МВт	2		До 2021 года
8	Новое строительство на территории котельной «Южная» когенерационной установки электрической мощностью 3 МВт	3		До 2021 года
9	Новое строительство ТЭЦ-ГТУ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 200 Гкал/ч.	100		2020
10	Расширение котельной № 2 котлом КВ-ГМ-35-150 (30 Г кал/ч) и сооружение ТЭЦ ПГУ-90 тепловой мощностью 40 Гкал/ч и электрической мощностью 90 МВт в микрорайоне 26	90		2018
11	Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 5 МВт на территории котельной № 1	5		До 2021 года
12	Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 7,5 МВт на территории котельной № 2	7,5		До 2021 года
13	Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 1,5 МВт на территории котельной Северная	1,5		До 2021 года

С учетом представленных выше данных можно сделать вывод, что при реализации намечаемых вводов генерирующего оборудования установленная мощность электростанций Вологодской области составит к концу 2021 года 2530,5 МВт (таблица 95). Необходимо отметить, что ввиду отсутствия точных сроков реализации ряда проектов по строительству энергоисточников не учитывалась возможность их поэтапного ввода. При анализе динамики изменения установленной мощности электростанций Вологодской области в 2016-2021 гг. также принято допущение, что все станции, сооружаемые по проектам с верхней границей срока реализации (т.е. до какого-либо года), вводятся в работу одновременно в соответствующий последний год. Мощность планируемой к строительству Шекснинской ГЭС принята максимальной, равной 80 МВт, что соответствует наиболее полной реализации инвестиционных проектов в рамках «максимального» варианта развития электроэнергетики Вологодской области.

Таблица 95 Установленная мощность генерирующего оборудования до 2021 г. по типам электростанций Вологодской области, МВт.

	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Вологодская энергосистема, всего	1932,3	1929,6	1964,6	2054,6	2055,2	2256,5	2530,5
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	106,3	106,3
ТЭС	1906,0	1902,0	1927,0	2017,0	2017,0	2137,0	2406,0
ВИЭ (в т.ч. МГЭС)	0,0	1,3	11,3	11,3	11,9	13,2	18,2

### 3.6.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пяти-летний период по максимальному варианту

В соответствии с приведенными выше данными Правительства Вологодской области и Системного оператора по реализации инвестиционных проектов и строительству новых генерирующих электрических и тепловых мощностей (и появлению дополнительных собственных нужд этих генерирующих объектов) можно ожидать, что потребление электроэнергии в энергосистеме Вологодской области возрастает по максимальному варианту прогноза с 13,611 млрд. кВт.ч в 2015 г. до 14,542 млрд. кВт.ч в 2021 г., или более чем на 0,9 млрд. кВт.ч со среднегодовым темпом прироста потребления электроэнергии в 1,1% за рассматриваемый период (таблица 96). Это более чем наполовину ниже среднегодовых темпов прироста потребления электроэнергии в Вологодской области по централизованной зоне в период подъема экономики с 1999 по 2007 год (2,81%).

Потребление мощности за период 2016-2021 годов в рамках максимального варианта также возрастет – с уровня 1944 МВт в 2015 году до 2168,8 МВт в 2021 году (+11,5%), со среднегодовым темпом прироста потребления мощности 1,9%.

Таблица 96 – Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергосистеме Вологодской области по максимальному варианту развития

	Факт		Прогноз					
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Электропотребление ЭС Вологодской области – максимальный вар-т, млн кВт.ч	13532	13611	13657	13670	13730	13714	14097	14542
годовой темп изменения, %	0,81	0,58	0,34	0,09	0,44	-0,15	2,79	3,16
Потребление мощности в ЭС Вологодской области – максимальный вар-т, МВт	2025	1944,0	2024,0	2033,7	2040,3	2044,1	2100,0	2168,8
годовой темп изменения, %	3,85	-3,91	4,12	0,48	0,33	0,18	2,74	3,27



### 3.6.3 Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период по максимальному варианту развития

В соответствии с приведенными выше прогнозируемыми уровнями роста нагрузки и планируемым изменением мощности генерирующего оборудования сформированы перспективные балансы мощности по Вологодской энергосистеме на 2015-2021 годы по максимальному варианту развития (таблица 97).

Таблица 97 – Баланс мощности Вологодской энергосистемы в 2015-2021 гг. по максимальному развитию, МВт

Вологодская энергосистема	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ (собственный максимум)	1944,0	2024,0	2033,7	2040,3	2044,1	2100,0	2168,8
ПОКРЫТИЕ (установленная мощность)	1932,3	1929,6	1964,6	2054,6	2055,2	2256,5	2530,5
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	106,3	106,3
ТЭС	1906,0	1902,0	1927,0	2017,0	2017,0	2137,0	2406,0
ВИЭ (в т.ч. МГЭС)	0,0	1,3	11,3	11,3	11,9	13,2	18,2
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-)	-11,7	-94,4	-69,1	14,3	11,1	156,5	361,7

Динамика изменения соотношения потребности региона в электрической мощности с возможностью ее покрытия за период 2015-2021 гг. по максимальному варианту развития представлена в графическом виде на рисунке 45.

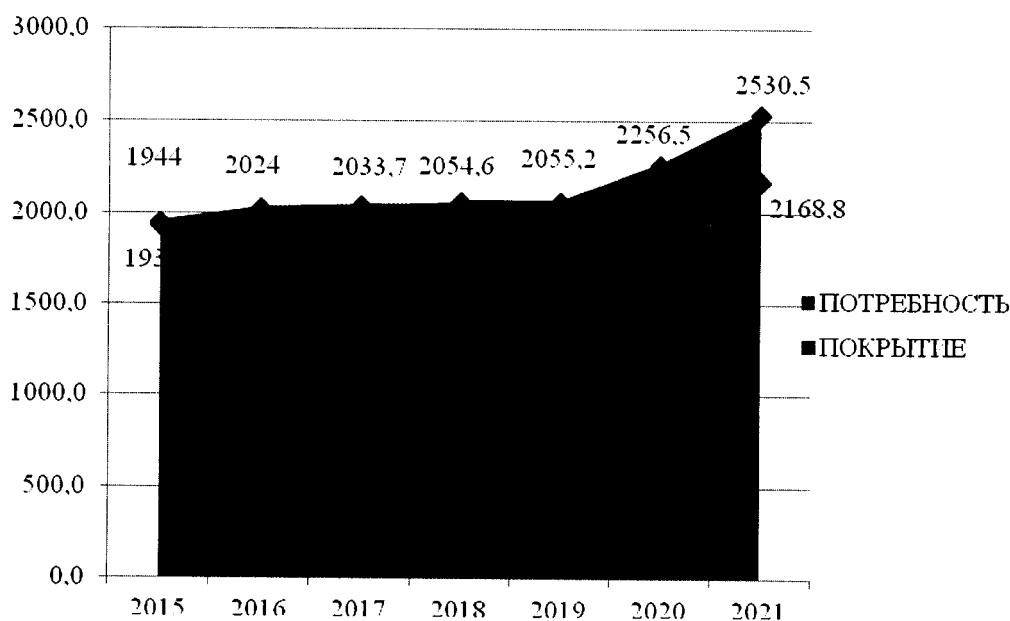


Рисунок 45 – Динамика изменения потребности и покрытия электрической мощности 2015-2021 гг. по максимальному варианту развития, МВт.

Перспективный баланс электропотребления по максимальному варианту развития представлен в таблице 98.

Таблица 98 – Баланс электрической энергии Вологодской энергосистемы в 2015-2021 гг. по максимальному развитию, млрд. кВт·ч

Вологодская энергосистема	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ (потребление электрической энергии)	13,61	13,66	13,67	13,73	13,71	14,10	14,54
ПОКРЫТИЕ (производство электрической энергии)	10,64	9,16	9,18	9,32	9,29	10,12	11,45
ГЭС	0,10	0,11	0,18	0,18	0,18	0,59	0,60
ТЭС	10,54	9,05	9,00	9,14	9,10	9,53	10,85
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-)	-2,97	-4,50	-4,50	-4,41	-4,43	-3,97	-3,09

Изменение соотношения потребности региона в электрической энергии с возможностью ее покрытия в период 2015-2021 гг. представлено на рисунке 46.

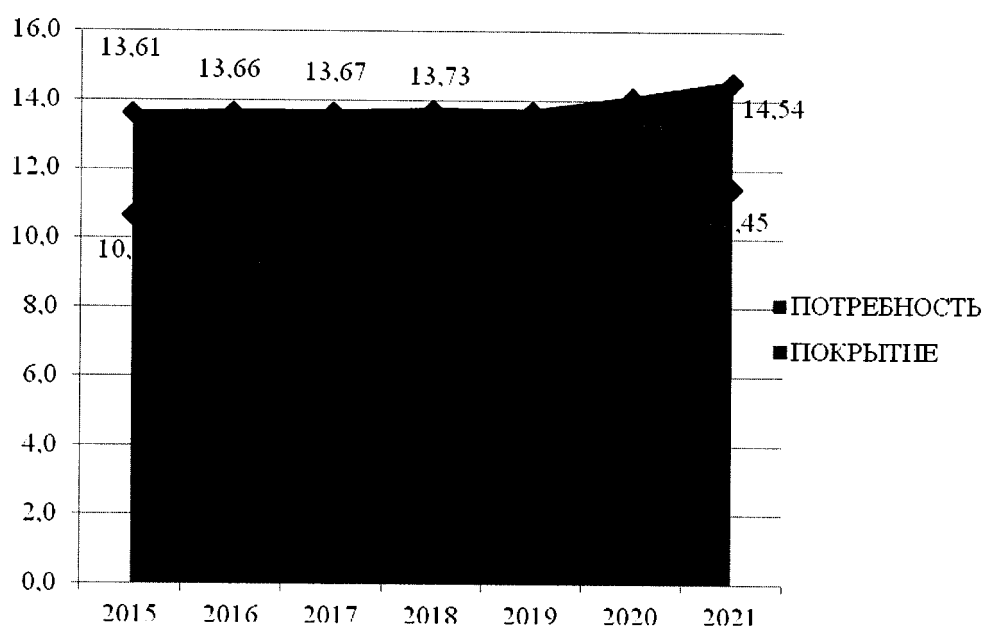


Рисунок 46 – Динамика изменения потребности и покрытия электрической энергии 2015-2021 гг. по максимальному варианту развития, млрд. кВт·ч.

Анализ данных, представленных в таблице 97, показывает, что при реализации запланированных инвестиционных проектов по строительству генерирующих мощностей в полном объеме Вологодская энергосистема станет избыточной по мощности (с профицитом мощности, равным 361,7 МВт к 2021 г.), но, тем не менее, останется дефицитной по электрической энергии (с дефицитом порядка 3,1 млрд кВт·ч).

### **3.6.4 Прогноз развития энергетики Вологодской области на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива**

Социально-экономическое развитие Вологодской области неразрывно связано с расширением и рациональным использованием имеющихся в регионе природных ресурсов, главными из которых являются леса. Лесопромышленный комплекс занимает третье место в общем объеме экспорта из Вологодской области после металлургии и химической промышленности, поэтому использование древесных отходов в качестве топлива позволяет добиться существенного экономического эффекта.

Фактически на всех деревообрабатывающих предприятиях области установлены котельные на отходах лесопиления и деревообработки, позволяющие получать тепловую энергию, используемую для отопления производственных помещений и обслуживания сушильных камер. Наиболее крупные котлы утилизаторы установлены на лесопильных производствах ОАО «Белозерский леспромхоз», ЗАО «Череповецкий ФМК», ОАО «Сокольский ДОК», ООО «Премиумлес», ООО «Харовсклеспром», ООО «Новаторский ЛПК», ОАО «Великоустюгский ФК Новатор». В области также действуют пиролизные установки для получения древесного угля в Кадуе и Сямже, а на лесных предприятиях и некоторых сельхозпредприятиях идет апробация газогенераторных установок работающих на древесном сырье.

Благоприятные условия для строительства мини-ТЭЦ на древесных отходах позволяют получать электрическую и тепловую энергию при утилизации отходов лесопромышленного комплекса. Целесообразность применения таких станций в отдаленных от центра районах, где наблюдается дефицит электроэнергии, подтверждается успешной работой промышленной мини-ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, использующей в качестве основного топлива отходы областных деревообрабатывающих предприятий. Вторая мини-ТЭЦ на древесных отходах мощностью 3 МВт электрической энергии пущена в 2006 г. на ОАО «Великоустюгский фанерный комбинат «Новатор». Пуск мини-ТЭЦ позволил на 68% обеспечить производство собственной электрической энергией,

обеспечить ежемесячную утилизацию около 7 тыс. плотных куб.м. отходов деревообработки.

В области построено 9 предприятий по производству биотоплива, общей производственной мощностью более 240 тыс. тонн пеллет в год, перечень которых представлен в таблице 99.

Таблица 99 – Предприятия по производству биотоплива (пеллет)

Наименование предприятия	Место размещения предприятия	Производственная мощность, тыс. тонн
ООО «Вологдабиоэкспорт»	г. Великий Устюг	50
ЗАО «Вологодский лесохимический завод»	г. Вологда	20
ООО «Мейджер»	г. Череповец	18
ООО «Терри»	Вологодский р-н, дер. Семеново	8
ООО «ПеллетМаксГрупп»	г. Сокол	7
ЗАО «Биоэнергетическая топливная компания»	г. Кадников	50
ООО «Леспромсевер»	с. Верховажье	30
ИП Ветошкина	Вологодский район	1
Деревообрабатывающий комбинат ЗАО «Альбиот»	г. Бабаево	60

Также важным и перспективным местным видом топлива является торф, эффективное использование которого на тепловых электростанциях станет возможным после увеличения объемов его добычи и модернизации технологической базы торфяной промышленности. Внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования для добычи, агломерации и сжигания торфяной продукции для нужд малой и средней энергетики позволит значительно увеличить долю использования торфа в топливно-энергетическом балансе Вологодской области. При наличии поддержки федерального бюджета на территории области предусматривается строительство мини-ТЭЦ в пос. Чагода мощностью электрической – 20 МВт и тепловой – 30 Гкал/час, работающей на торфе.

Развитие малой гидрогенерации на территории Вологодской области в настоящий момент является одним из наиболее приоритетных направлений. На территории области сейчас действуют ГЭС № 31, № 32 г. Вытегра мощностью 2,28 МВт и Шекснинская ГЭС мощностью 24 МВт, при этом Государственной программой «Энергоэффективность и развитие газификации на территории Вологодской области на 2014 - 2020 годы» Подпрограммой «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Вологодской области

на 2014-2020 годы», утвержденной постановлением Правительства Вологодской области от 28.10.2013 года № 1107 (с изменениями), предусмотрено строительство девяти ГЭС общей установленной мощностью 33,17 МВт.

Также Правительство Вологодской области заключило Соглашение о сотрудничестве с генерирующей компанией ЗАО «Норд Гидро», в рамках которого ЗАО «Норд Гидро» обязуется разработать и реализовать программу строительства, реконструкции и ввода в эксплуатацию 10 объектов работающих на возобновляемых источниках энергии. Согласно данному соглашению, гидротехнические объекты на территории Вологодской области будут строиться за счет собственных средств ЗАО «Норд Гидро».

В октябре 2011 года специалистами ЗАО «Норд Гидро» при поддержке Департамента природных ресурсов и экологии Вологодской области и Департамента топливно-энергетического комплекса Вологодской области, было проведено обследование 8 гидротехнических сооружений Вологодской области с целью определения возможности размещения на их базе объектов возобновляемой энергетики. В ходе обследования, например, были определены 2 перспективных гидротехнических объекта, являющихся частью гидротехнических сооружений Череповецкой ГРЭС, на базе которых возможно строительство малых гидроэлектростанций мощностью до 25 МВт. Общий перечень объектов гидрогенерации, строительство которых на территории Вологодской области предусматривается соглашением с ЗАО «Норд Гидро» представлен в таблице 100.

Таблица 100 – Общий перечень объектов гидрогенерации

№	Наименование ГТС	Вид станции	Местоположение объекта	Планируемая установленная мощность, кВт	Средняя многолетняя выработка, тыс.кВт.ч	Год ввода в эксплуатацию
1	МГЭС «Череповецкая»	Малая ГЭС	Река Суда	900	5800	2016
2	ГТС Вологодского водоканала	Малая ГЭС	Река Вологда	400	1725	2019
3	Плотина «Александровская»	Малая ГЭС	Река Ковжа	350	1533	2019
4	Плотина «Ковжа»	Малая ГЭС	Река Ковжа	200	867	2020
5	Плотина «Депо»	Малая ГЭС	Река Белый ручей	80	350	2020
6	МГЭС «Опоки»	Малая ГЭС	Река Сухона	10000	43800	2017

№	Наименование ГЭС	Вид станции	Местоположение объекта	Планируемая установленная мощность, кВт	Средняя многолетняя выработка, тыс.кВт.ч	Год ввода в эксплуатацию
7	Плотина «Красавино»	Малая ГЭС	Пруд ОАО «Вологодский текстиль»	40	270	2020
8	Шекснинская гидроэлектростанция	ГЭС	Река Шексна	20000-80000	400000	2020
9	МГЭС «Вытегра»	Малая ГЭС	Река Вытегра	1200	6000	2020

Что касается других видов ВИЭ, то, например развитие ветроэнергетики большой мощности на территории Вологодской области видится не целесообразным. Средняя скорость ветра в Вологодской области на высоте 50 метров над землей составляет 4,2 м/с (таблица 101), тогда как для развития ветроэнергетики большой мощности значение должно быть не менее 10 м/с.

Таблица 101 – Среднемесячная скорость ветра в населенных пунктах Вологодской области (м/с)

Населенный пункт	Средняя скорость ветра, м/с		Повторяемость различных градаций скорости ветра за год, %		
	за отопительный период	за три наиболее холодных месяца	<1	2-5	>8
Вологда	5,1	5,3	15	54	15
Вытегра	3,9	4	29	51	9
Никольск	3,3	3,2	39	47	5
Тотьма	4	4	27	55	7

Однако, развитие малой ветроэнергетики на территории области возможно. Наиболее перспективным для ее развития в Вологодской области является Вытегорский район, в котором преобладают ветры юго-восточного и западного направления, что объясняется влиянием Онежского озера. Онежское озеро обуславливает местную циркуляцию воздуха, которая приводит к образованию летом бризов. Их действие распространяется на 3–10 километров в сторону озера и до 20 километров вглубь побережья.

При наличии поддержки федерального бюджета предусматривается строительство Белозерской ветродизельной электростанции на побережье Белого озера суммарной мощностью 3-5 МВт (ДЭС – 1-1,5 МВт + ВЭС – 2,5-3 МВт).

Использование фотоэлектрических элементов для выработки электроэнергии в настоящее время может быть состоятельным лишь при наличии экобонусов. К примеру, энергетический потенциал солнечной энергии на территории Вологодской области составляет примерно 3,5-4,0 кВт.ч/кв.м/день. Т.е. с 10 кв. м площади в год в максимальном варианте (при гарантированном

КПД фотоэлементов 13%) можно получить от 1,4 до 1,9 тыс. кВтч, что примерно соответствует потреблению электроэнергии одной семьей. При этом срок окупаемости такой установки составит не менее 11 лет (при стоимости установки примерно 750 евро за 1 кВт). В таких условиях и с учетом того, что в российском законодательстве отсутствуют стимулирующие внедрение ВИЭ меры, развитие солнечной энергетики на территории Вологодской области в ближайшей перспективе маловероятно.

Также надо отметить, что исследования, проведенные Институтом высоких температур Российской академии наук (ИВТ АН) совместно с МГУ им. М.В.Ломоносова, свидетельствуют о проблемах с получением приемлемых экономических показателей для снабжения изолированных потребителей электроэнергией от солнечных фотоэлектрических энергоустановок. Так, для получения от них 0,1 кВт электрической мощности (с коэффициентом гарантированной выдачи 99,8) на территории Вологодской области потребуется установка от 3 до 5 квадратных метров солнечных панелей (рисунок 47). Помимо капиталовложений в генерирующие мощности, для обеспечения указанного коэффициента гарантированной выдачи потребуются дополнительные весьма высокие затраты на аккумуляторные батареи, достигающие до 500 долл. США/кВт.

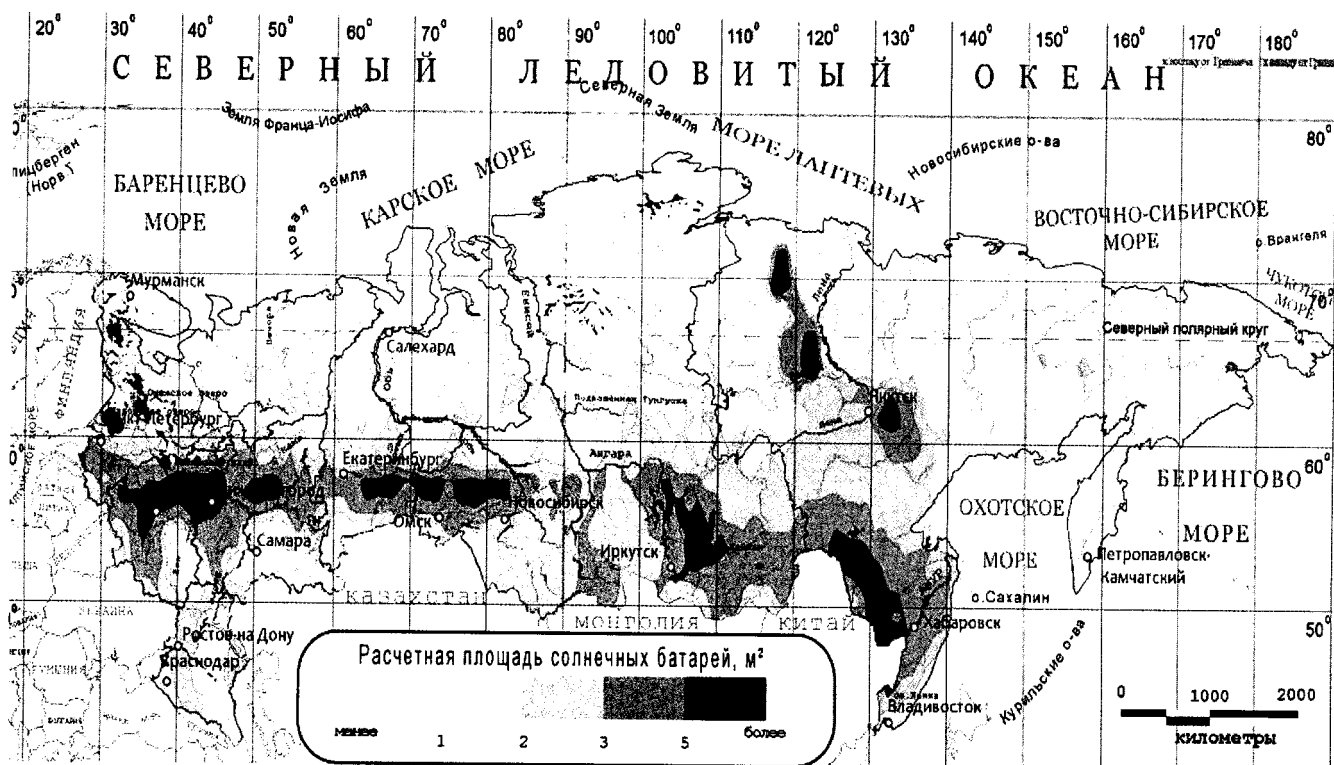


Рисунок 47 – Расчетная установленная площадь фотоэлектрических элементов для выдачи гарантированной (99,8%) электрической мощности 0,1 кВт потребителю.

Таким образом, не стоит рассматривать развитие источников генерации на базе возобновляемых источников энергии как решение задач обеспечения надежности энергоснабжения потребителей Вологодской области. Однако точечное развитие ВИЭ вполне возможно. Источники малой генерации, использующие ВИЭ, позволят решать проблемы дефицита электрической и тепловой энергии в отдаленных от центра районах.

При наличии поддержки федерального бюджета на территории области предусматривается строительство мини-ТЭЦ работающих на торфе, мини-ГЭС на реках области, ветродизельных электростанций, газогенераторных дизельных электростанций, тепловых насосов на электродвигательных и солнечных водонагревательных установках.



### 3.7 Выводы

1. В соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы, разрабатываемой ОАО «СО ЕЭС», предполагается, что потребление электроэнергии в энергосистеме Вологодской области возрастает по базовому варианту прогноза с 13,611 млрд. кВт.ч в 2015 г. до 13,729 млрд. кВт.ч в 2021 г., или на 118 млн. кВт.ч. Тем самым среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии в период 2016-2021 гг. составит всего лишь 0,14%. Это более чем на порядок ниже среднегодовых темпов прироста в Вологодской области по централизованной зоне в период подъема экономики с 1999 по 2007 год (2,81%).

2. По максимальному варианту прогноза (с учетом ввода дополнительных генерирующих мощностей и реализации двух крупных инвестиционных проектов) электропотребление в Вологодской области может достичь 14,54 млрд. кВт.ч, т.е. увеличиться более чем на 0,9 млрд. кВт.ч по сравнению с 2015 г. (среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии 1,1%).

3. Ввод новых генерирующих мощностей планируется в энергосистеме Вологодской области только лишь в соответствии с максимальным вариантом прогноза и составит к 2021 году суммарно 598,2 МВт; суммарная установленная мощность электростанций всех типов (ТЭС, ГЭС и электростанции на базе ВИЭ), будет равна 2530,5 МВт. Данные показатели планируется достигнуть в первую очередь благодаря созданию на территории Череповецкого муниципального района ОЭЗ промышленно-производственного типа «Суда», а также вследствие реализации инвестиционных проектов, направленных на преобразование ряда областных котельных в когенерационные источники. Необходимость в намечаемом строительстве данных объектов для обеспечения растущего спроса на электроэнергию в регионе должна быть дополнительно проработана в составе отдельных проектных работ по определению схем выдачи мощности энергетических установок.

4. Проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы также предполагается, что в перспективе

Вологодская энергосистема останется дефицитной как по мощности, так и по электрической энергии; дефицит мощности к 2021 г. составит 117 МВт, электроэнергии – 5,33 млрд кВт·ч. Сведение баланса в этом случае возможно только за счет организации сальдо-перетока электроэнергии и мощности по внешним связям с соседними энергосистемами.

5. В соответствии с максимальным вариантом прогноза развития энергетики Вологодская энергосистема к 2021 г. останется дефицитной по электроэнергии (величина дефицита составит порядка 3,1 млрд кВт·ч), но станет избыточной по мощности (избыток – 361,7 МВт).

6. С учетом представленного анализа об эффективности использования ВЭС, ГЭС и энергии солнца, можно заключить, что не стоит рассматривать развитие источников генерации на базе возобновляемых источников энергии, как решение задач обеспечения надежности энергоснабжения потребителей Вологодской области. Однако точечное развитие ВИЭ вполне возможно. Источники малой генерации, использующие ВИЭ, позволят решать проблемы дефицита электрической и тепловой энергии в отдаленных от центра районах.

7. По результатам прогноза суммарное потребление тепловой энергии в Вологодской области на расчетный 2018 год сохранится в диапазоне 20 ÷ 21 млн Гкал/год, увеличившись по отношению к 2012 году на 2,2% - 3,2%. Рост потребления тепла во многом обуславливается планируемым увеличением на перспективу уровня обеспеченности населения области жильем (с 27 до 29,3 кв.м./чел.).

8. Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, демонстрирует стабильную динамику роста с 2010 по 2014 год и к концу рассматриваемого периода уже составляла около 42% от общей протяженности всех тепловых сетей.

Учитывая сложившуюся динамику с износом систем теплоснабжения в Вологодской области, особое значение для поддержания ее безаварийности имеют мероприятия по перевооружению, реконструкции и замене тепловых и паровых сетей.

При сохранении наблюдаемых в отчётный период среднегодовых темпов износа (0,8%) и ежегодном сокращении темпов их реконструкции на 11,9% к

2021 году протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, будет составлять около 801 км в двухтрубном исчислении или 44,7% от их общей протяженности.

9. На декабрь 2015 г. в Вологодской области разработано и утверждено 195 схем теплоснабжения муниципальных образований. В соответствии с рассмотренными схемами теплоснабжения муниципальных образований в Вологодской области снабжение потребителей планируется обеспечивать в основном от существующих источников.

## **4. Прогнозируемая перспектива развития электросетевого комплекса на 2017-2021 годы**

### **4.1 Развитие сетей 35 кВ и выше Вологодской области в период до 2021 года**

Формирование перспективной схемы электрических сетей 35кВ и выше Вологодской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелено на:

- покрытие растущего дефицита мощности энергосистемы;
- повышение пропускной способности сети;
- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

Принципиальная схема электрических соединений сети 110 кВ и выше Вологодской энергосистемы на период до 2021 г. и карта-схема существующих и намечаемых к сооружению электрических сетей 35 кВ и выше Вологодской энергосистемы на период 2021 г. приведены на чертежах лист 1 и лист 2.

#### **4.1.1 Развитие сетей 220 кВ и выше**

##### **4.1.1.1 Новое строительство**

Согласно «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» в 2017 году планируется ввод ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белоозерская протяженностью 450 км с установкой на шинах 750 кВ ПС Белоозерская и Ленинградской АЭС ректоров 3х110 Мвар. Задачей сооружения ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белоозерская является повышение пропускной способности сечения «Северо-Запад - Центр».

##### **4.1.1.2 Реконструкция и техническое перевооружение**

В сети 220 кВ и выше по данным собственников оборудования предусматривается:

- 1) реконструкция ПС 220 кВ Зашекснинская с установкой дополнительных двух ячеек 110 кВ в 2016 году;
- 2) реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая в период до 2023 года;
- 3) реконструкция двухцепного участка ВЛ 220 кВ Череповецкая-ГПП 11 (Прокат-1,2) в пролетах опор 62-63 (пересечение с инженерными сооружениями) на 2013-2017 гг.;
- 4) реконструкция двухцепного участка ВЛ 220 кВ РПП-2 - ГПП 11 (Прокат-3,4) в пролетах опор 17-18 (пересечение с инженерными сооружениями) на 2013-2017 гг.;
- 5) реконструкция ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 – РПП-2. Замена с выноской опор №№ 27,28,29 на 2014-2017 гг.;
- 6) реконструкция ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 - Череповецкая. Замена с выноской опор №№" 56,57,58,59,60 на 2014-2017 гг.;
- 7) реконструкция ПС 220 кВ РПП-1 с установкой устройств АОПО в РУ 110 кВ. Завершение реконструкции ориентировочно – конец 2017 г.;
- 8) реконструкция перехода через р. Шексна оп.№231-234 ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская протяжённость 1,43 км, завершение реконструкции ориентировочно - середина 2017 года;
- 9) на ПС 220 кВ Вологда-Южная к 2017 г. установка АОПО КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – Кубенское с отпайками;
- 10) замена трансформаторов на ПС ГПП-5А АО «ФосАгро-Череповец» по решению собственника.

**ПС 500 кВ Череповецкая** является одним из источников покрытия электрических нагрузок Череповецкого энергоузла, наиболее крупного промышленного района Вологодской энергосистемы. Техническое состояние: крайний физический износ основного оборудования из-за длительной эксплуатации за пределами нормативного срока службы. С этим связаны ненадежная работа приводов выключателей и разъединителей, изоляционные

характеристики измерительных трансформаторов и маслонаполненных вводов на граничных допустимых значениях.

Основными потребителями Череповецкого энергоузла являются металлургический комбинат ПАО «Северсталь», АО «ФосАгро-Череповец» и ОАО «Северсталь-метиз». Большинство потребителей, присоединенных к ПС, 1 и 2 категории надежности.

В соответствии с проектом «Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая» (ОАО «СевЗап НТЦ» ПЦ «Севзапэнергосетьпроект») намечен следующий объем работ:

- техническое перевооружение ОРУ 500 кВ с сохранением существующей схемы № 500-7 «Четырехугольник» (компоновка со сборными шинами);
- замена шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар, подключаемого к ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС-Череповецкая через элегазовый выключатель;
- замена автотрансформаторов без увеличения мощности на 2х(3хАОДЦТН-167000/500/220) с установкой резервной фазы мощностью 167 МВА;
- реконструкция ОРУ 220 кВ с заменой на КРУЭ 220 кВ, выполненного по схеме №220-17 «Полуторная схема» с резервными ячейками под 4 присоединения;
- замена КРУН-10 кВ на 3-секционное КРУ-10 кВ с вакуумными выключателями.

В настоящее время с целью недопущения превышения токами КЗ коммутационной способности выключателей 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая выполнено временное решение по опережающему делению секций шин 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая (отключение СВВ 1-3 и СВВ 2-4) в нормальной схеме сети.

Поскольку реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая запланирована этапами, необходимо в первую очередь осуществить замену 11 выключателей 220 кВ, которые не соответствуют токам КЗ по отключающей способности (глава

3.5, расчет ТКЗ). Но ввиду того, что сооружается новое РУ 220 кВ, предусматривается установка новых выключателей ориентировочно в 2019 году.

**ВЛ 220 кВ Пошехонье - Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская (переход через р. Шексна опоры № 231-234 протяженность 1,43 км):**

ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская введена в эксплуатацию в 1962 году, по ней осуществляется транзит электроэнергии между Вологодской и Ярославской энергосистемами.

В связи с прохождением ВЛ в зоне с 2 степенью загрязнения (частично) металлоконструкции имеют достаточно высокую степень коррозии, вследствие химического взаимодействия с агрессивной окружающей средой. Фундаменты части опор ВЛ в непосредственной близости от производственных объектов ПАО «Северсталь» также подвергаются воздействию химических выбросов металлургического комбината и находятся в ухудшенном состоянии. На настоящий момент ВЛ находится в эксплуатации свыше 53 года.

Техническое состояние:

- ухудшенное состояние провода (коррозионный износ стальных сердечников до 14%);
- ухудшенное состояние фундаментов;
- в настоящее время светоограждение на переходных опорах не функционирует;
- отсутствие береговых габаритных знаков на переходе р. Шексна.

**ВЛ 220 кВ Прокат-1,2 в пролетах опор № 62-63, ВЛ 220 кВ Прокат-3,4 в пролетах опор № 17-18:**

По ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 получает питание ПС 220 кВ ГПП-11 Череповецкого металлургического комбината ПАО «Северсталь».

Ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 осуществлен в 1974 году.

Данные участки ВЛ не соответствуют требованиям «Правил устройства электроустановок» при пересечении ВЛ с контактной ж\д сетью. На данных участках ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2 и 3, 4 должны быть установлены опоры

анкерного типа, а провода должны иметь двойное крепление согласно пункту 2.4.92 «Правил устройств электроустановок».

В настоящее время высок риск аварии на ВЛ 220 кВ Прокат-1,2 и ВЛ 220 кВ Прокат-3,4, которая может стать катализатором серии технологически опасных аварийных процессов не только в электрических сетях, но и смежных коммуникаций на территории промышленного центра Вологодской области г. Череповца, таких как железная дорога (девять пересекаемых путей), газовой магистрали, технологически непрерывного производства ПАО «Северсталь», генерации, передачи электроэнергии и теплоснабжения значительных территорий.

С одной стороны, основанием для предположения столь негативной перспективы служит то, что по ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 запитан ответственный потребитель – ПАО «Северсталь». «Прокаты» обеспечивают электроснабжение производства горячего проката на основе непрерывного широкополосного стана 2000, имеющего непрерывный технологический цикл, после аварийного останова которого размеры экономического и технологического ущерба составят значительные объемы в рамках экономики Вологодской области. С другой стороны, ВЛ 220 кВ Прокат -1, 2, 3, 4 пересекают четыре ВЛ 110 кВ Завод-1, 2, 3, 4, по которым также получает питание технологически непрерывное производство металлоизделий ПАО «Северсталь», не имеющее резервирования; девять железнодорожных путей, по которым организовано интенсивное движение ж/д транспорта как для внутренних нужд ПАО «Северсталь», так и для внешних потребностей ОАО «РЖД» (сортировочная ж/д станция Череповец-1 и т.д.). «Прокаты» находятся в непосредственной близости от действующего газопровода, обеспечивающего газоснабжение города, котельных, генерации и т.д. С третьей стороны, опоры ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 находятся в аварийном состоянии (потеря сечения до 47%). А также данные переходы ВЛ 220 кВ не соответствуют требованиям ПУЭ и внутренним нормативным документам ПАО «ФСК ЕЭС» (распоряжение от 11 мая 2011 года № 329р, приказ ПАО ФСК ЕЭС от 7 сентября 2009 года № 408 «О повышении надежности пересечений и сближений ВЛ»).



#### **4.1.2 Развитие сетей 110 кВ Вологодской области**

Для формирования расчётной модели ввода электросетевых объектов, реконструкция и техперевооружение объектов электроэнергетики 110 кВ на территории Вологодской области приняты с учетом среднесрочной инвестиционной программы Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» до 2021 года. В п.2.2.1-2.2.3 приведён список учтённых объектов.

##### **4.1.2.1 Новое строительство подстанций**

###### **ПС 110 кВ Индустриальный парк Шексна (ИП Шексна)**

Ввод ПС 110 кВ ИП Шексна позволит обеспечить питанием промышленные предприятия в Шекснинском районе.

На ПС 110 кВ ИП Шексна предусматривается установка двух трансформаторов 2х40 МВА. ОРУ 110 кВ подстанции выполняется по схеме №110-9 - «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Присоединение ПС к энергосистеме на напряжении 110 кВ предусматривается путем заходов ВЛ 110 кВ РПП 1 - Шексна I с отпайками и ВЛ 110 кВ РПП 1 - Шексна II с отпайками, отходящей от центра питания - ПС 220/110/10 кВ РПП-1. Присоединение осуществляется в четырёх точках в пролете опор № 166 – 167.

Потенциально максимально возможное количество отпускаемой мощности составит 56 МВА. Заявленная мощность потребителей составляет 20 МВт.

Согласно заявке на присоединение мощностей (Заявитель – ГУП «Вологдаоблстройзаказчик»), ввод подстанции намечен в 2015 году, однако в соответствии со сроком завершения реконструкции ВЛ 110 кВ РПП 1 - Шексна I с отпайками и ВЛ 110 кВ РПП 1 - Шексна II с отпайками нагрузка учтена на 2017 год.

###### **ПС 110 кВ Южная**

Реализация проекта необходима для повышения надежности электроснабжения Зашекснинского энергорайона Вологодской области. Согласно

письму МУП г.Череповца «Электросеть» №4379/3-5 от 27.08.2015 г. об объектах и микрорайонах, планируемых к подключению на ПС 110 кВ Южная (приложение 1), суммарная нагрузка равна 46,43 МВт. С учетом коэффициента одновременности максимумов нагрузки потребителей ( $K_{р.м}=0,6$ ) эта величина составляет 27,86 МВт (31,1 МВА). Целесообразна установка двух трансформаторов мощностью по 32 МВА каждый. При аварийном отключении одного из них, загрузка оставшегося в работе составит 97%. В режимах потокораспределения зимнего максимума 2021 г. нагрузка ПС 110 кВ Южная учтена с коэффициентом попадания максимума ПС в максимум нагрузки энергосистемы ( $K_{м}=0,85$ ), поэтому загрузка трансформаторов оценена немного ниже в таблице 3.7.

На ПС 110 кВ Южная предусматривается установка двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 32 МВА.

ОРУ 110 кВ подстанции выполняется по схеме №110-9 - «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с тремя отходящими ВЛ. Выбор данной схемы позволит создать условия для подключения новых присоединений.

Присоединение ПС к энергосистеме на напряжении 110 кВ намечается осуществить двухцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 5,67 км - к центру питания данного энергорайона – ПС 220 кВ Зашексинская. Ввод ПС 110 кВ Южная намечается осуществить в 2018 году.

#### **4.1.2.2 Реконструкция и техническое перевооружение подстанций**

Изменения трансформаторной мощности на подстанциях 110 кВ Вологодской энергосистемы в период до 2021 года согласно ИП Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2016-2020 гг. приведены в таблице 102.

Таблица 102 – Замена существующих трансформаторов 110 кВ и ввод новых в Вологодской энергосистеме в период до 2021 года согласно ИП Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

№	Наименование ПС	Напряже- ние, кВ	Установ- ленное оборудова- ние, МВА	Новое обо- рудование, МВА	Срок ввода, год	Примечания
1	Западная	110/35/10/6	80,5	126	2016	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой трансформаторов на 2х63 МВА, в связи с перегрузкой отсутствует возможность технологического присоединения новых потребителей
2	Зеленцово	110/10	2,5	2,5	2017	Трансформатор устарел, не оборудован РПН
3	Восточная	110/35/10	40	40	2019	Замена трансформатора, выработавшего свой ресурс
4	Калинино	110/10	6,3	2,5	2019	Оптимизация использования оборудования
5	Кубенское	110/35/10	20	50	2020	Возможность технологического присоединения новых потребителей
6	Анненский мост	110/35/6	5,6	12,6	2020	Реализация перспективной схемы перехода на 110 кВ
7	Борки	110/6	20	20	2020	Повышение надежности электроснабжения
8	Бабаево	110/35/10	16	16	2020	Замена трансформатора, выработавшего свой ресурс
9	Искра (ВЭС)	110/35/10	0	32	2017	Перевод ПС на напряжение 110 кВ, перегрузка существующих трансформаторов.
10	Южная	110/35/10	0	64	2018	Строительство новой ПС.

### **ПС 110 кВ Западная**

На подстанции 110 кВ Западная намечена реконструкция РУ 35 кВ по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». В разделе 3 данного тома приведено обоснование реконструкции РУ 35 кВ и замены существующих трансформаторов (табл.3.7).

### **ПС 110 кВ Анненский мост**

Перевод ПС 35 кВ Анненский мост на напряжение 110 кВ намечается осуществить в 2020 г.

Сооружение РУ 110 кВ подстанции предусматривается по схеме №110-5АН - «мостик с выключателями в цепях трансформаторов». РУ 35 кВ реконструируется, тип схемы «одна рабочая секционированная система шин» сохраняется, количество выключателей увеличивается на один.

Существующий трансформатор 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА демонтируется. На новой ПС 110 кВ Анненский мост предполагается установить два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 2х4 МВА.

Питание ПС 110 кВ будет обеспечено от ВЛ 110 кВ Белоусово-Анненский мост протяжённостью 42,18 км после её перевода в 2020 г. на напряжение 110 кВ. В настоящее время данная ВЛ, выполненная в габаритах 110 кВ, эксплуатируется на напряжении 35 кВ.

Протяженность транзита 35 кВ Белоусово-Вашки около 88 км, согласно п. 2.1.2.2 «Положению ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе» не рекомендуется использовать протяженные линии 35 кВ длиной более 50 км, а также необходимо рассматривать возможность перевода существующих ВЛ и ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ.

В настоящее время Вытегорский район работает изолированно от Вологодской энергосистемы, получая питание от «Ленэнерго». В перспективе за 2021 годом предусматривается присоединение подстанций Вытегорского района к Вологодской энергосистеме по ВЛ 110 кВ. Реконструкция ПС 35 кВ Анненский мост является первым этапом этой стратегии (рисунок 48)

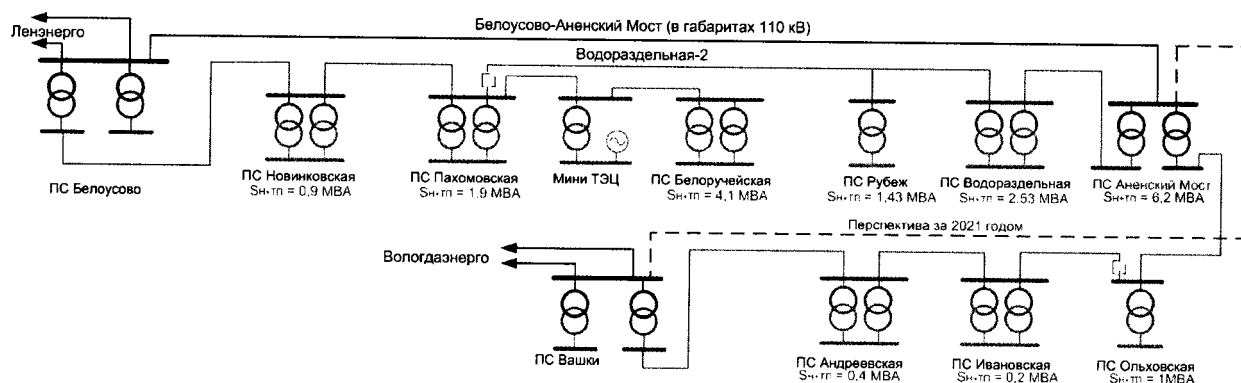


Рисунок 48 – Реализация стратегии присоединения Вытегорского района к Вологодской энергосистеме

### **ПС 110 кВ Искра (Вологодские сети)**

На ПС 110 кВ Искра (Вологодские сети) при переводе её на напряжение 110 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый. ОРУ 110 кВ подстанции выполняется по схеме №110-9 - «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Присоединение ПС к энергосистеме на напряжении 110 кВ намечается осуществить в расщелку КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – Шексна с отпайкой на ПС Кипелово (КВЛ 110 кВ Кипелово-2). Ввод ПС 110/35/10 Искра (Вологодские сети) намечается в 2017 г.

#### **4.1.2.3 Реконструкция линий электропередач**

Реконструкция линий электропередач 110 кВ согласно инвестиционной программе Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2016-2020 гг. приведена в таблице 103.

Таблица 103 – Реконструкция ЛЭП 110 кВ в Вологодской энергосистеме в период до 2021 года согласно ИП Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2016-2020 гг.

№	Наименование ВЛ	Технические характеристики			Срок ввода, год
		Длина, км	Марка провода и сечение		
			Существующее	Новое	
1	ВЛ 110 кВ РПП-1-Шексна I цепь с отпайками ВЛ 110 кВ РПП-1-Шексна II цепь с отпайками	3,5	АС-120	АС-240	2017
2	ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС	23,9 24,7	АС-95	АС-95	2018 2019
3	ВЛ 110 кВ Очистные 1,2	8,2	АСПТ-150, АС-240	АС-120	2020

### **ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2**

По п.4.2 «НТП ВЛ электропередач напряжением 35-750 кВ» рекомендуется применение не более двух марок и сечения провода (включая магистральные линии и ответвления от них). В п. 2.1.2.2 «Положения ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе»: сечение проводов на магистралях не должно изменяться по всей их длине.

Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1,2 по данным Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» приведена в таблице 104.

Таблица 104 – Отчётная загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1,2

ВЛ	Год	Зимний максимум, кВт	Летний максимум, кВт
Очистные 1	2010		1835
	2011		
	2012		
	2013	1804	26
	2014	1940	6408
Очистные 2	2010	3480	
	2011	6728	7863
	2012	4893	2508
	2013	3423	3080
	2014	3485	290

Тупиковые ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2 реконструируются в связи с физическим износом. Загрузка существующих ЛЭП, состоящих из проводов разных сечений (АСО-240/32, АС-150/24, АС-185/29), согласно отчётным данным в таблице 104 небольшая. На текущий момент в районе ПС 220 Сокол завершено строительство новой ПС 110 кВ ИП Сокол с трансформаторами 2х25 МВА, ПС подключена к ВЛ 110 кВ Очистные 1,2. В сентябре 2015 г. ПС ИП Сокол была введена в работу. Учитывая максимально возможную нагрузку ПС 110 кВ ИП Сокол, загрузка головных участков ВЛ зимой и летом приведена в таблице 105. Нагрузка ПС ИП Сокол принята одинаковой в летний и зимний периоды на уровне 35 МВА (31,3 МВт).

Таблица 105 – Перспективная загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1,2

	Нормальная схема		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 1		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 2	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Существующая нагрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1, кВт/МВА	1940/2180	6408/7200	-	-	5452/6126	6698/7526
Существующая нагрузка ВЛ 110 кВ Очистные 2, кВт/МВА	3485/3916	290/326	5452/6126	6698/7526	-	-
Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1 с учётом ПС 110 кВ ИП Сокол, кВт/МВА	17 593/19 767	22 061/24 788	-	-	36 731/41 271	38 004/42 701
Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 2 с учётом ПС 110 кВ ИП Сокол, кВт/МВА	19 138/21 503	15 943/17 913	36 731/41 271	38 004/42 701	-	-
Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1	104	130	-	-	217	224

	Нормальная схема		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 1		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 2	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето
с учётом ПС 110 кВ ИП Со- кол, А						
Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 2 с учётом ПС 110 кВ ИП Со- кол, А	113	94	217	224	-	-

Согласно расчётному значению тока по одной цепи ВЛ 110 кВ Очистные, когда вторая цепь в ремонте, достаточно провода сечением АС-70 с допустимым током зимой 342 А, летом – 265 А.

Выбор сечения по нормированной плотности тока приведен в таблице 106.

Таблица 106 – Выбор сечения провода по плотности тока

Ток в линии в нормальном режиме, А	104	113	130	94
Ток в линии с учётом коэффициента, учитывающего изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаемого для линий 110-220 кВ 1,05, А	109,2	118,7	136,5	98,7
Нормированная плотность тока для алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки 3000-5000 часов/год, А/мм <sup>2</sup>	0,9	0,9	0,9	0,9
Расчётное сечение провода, мм <sup>2</sup>	121,3	131,9	151,7	108,9
Стандартное сечение провода (наиболее близкое), мм <sup>2</sup>	120	120	120	120

Таким образом, при реконструкции на ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2 рекомендуется подвеска провода с сечением 120 мм<sup>2</sup>.

### 4.1.3 Развитие сетей 35 кВ Вологодской области

#### 4.1.3.1 Новое строительство ЛЭП

Согласно ИП Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2016-2020 гг. в 2020 году для надежного обеспечения электропотребления объектов «родины Деда Мороза» планируется строительство ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье длиной порядка 9,3 км. Для подключения перспективной линии электропередач необходимо осуществить в 2019 году реконструкцию ОРУ 35 кВ на ПС 35 кВ Благовещенье.

Строительство данной ВЛ 35 кВ позволит организовать кольцо по стороне 35 кВ для увеличения надежности электроснабжения всего г.Великий Устюг и Великоустюгского района (рисунок 49).

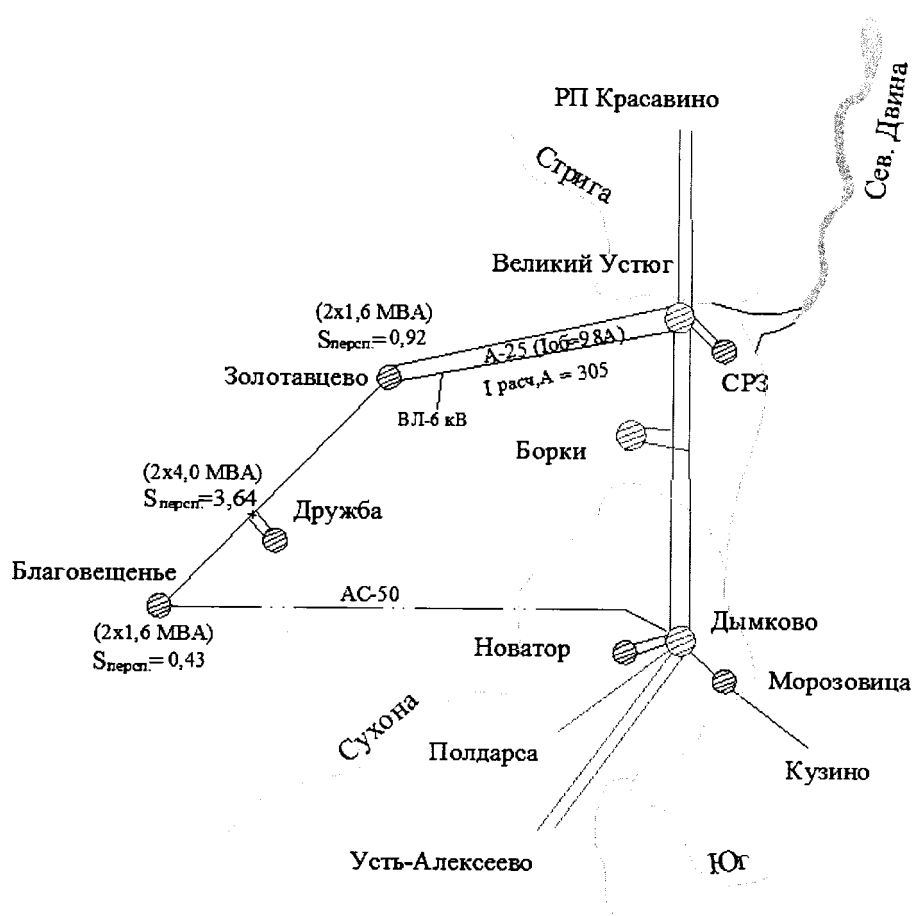


Рисунок 49 – Создание кольца по 35 кВ Дымково-Благовещенье-Золотавцево-Великий Устюг



В настоящее время бытовые и промышленные потребители, социально значимые объекты (детские сады, школы, мед. пункты), а также парк развлечений «Великий Устюг – Родина Деда Мороза», являющийся социально значимым объектом областного и всероссийского масштаба, запитаны по одной радиальной ВЛ 35 кВ «ПС В.Устюг – ПС Золотавцево - ПС Дружба - ПС Благовещенье» с центром питания ПС 110/35/6 кВ Великий Устюг. Резервирование осуществляется по ВЛ 6 кВ Будрино через шины ПС 35/10 кВ Золотавцево, имеющую низкую пропускную способность (98 А). Существующая нагрузка на ПС 35 кВ Золотавцево, Дружба, Благовещенье составляет 1,93 МВА, в перспективе до 2020 года планируется ввод новых объектов, и суммарная потребляемая мощность на этих подстанциях составит порядка 5 МВА. При отсутствии питания со стороны 35 кВ от ПС 110 кВ Великий Устюг, расчетный ток по ВЛ 6 кВ Будрино с учетом существующей суммарной нагрузки на ПС 35 кВ Золотавцево, Дружба, Благовещенье составит 177 А, а на прогнозируемую перспективу 305 А, что значительно превышает пропускную способность резервной ВЛ 6 кВ Будрино. Сооружение ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье позволит снять ограничения для подключения новых нагрузок и обеспечит надежное электроснабжение потребителей рассматриваемого энергорайона.

#### **4.1.3.2 Реконструкция и техническое перевооружение ПС**

В 2020 году планируется реконструкция ПС 35 кВ Нюксеница с заменой КРУН-10 кВ (1969 года выпуска) ввиду отказов коммутационного оборудования и разрушения фундамента (акт техосвидетельствования №4 от 20.02.2014).

Мероприятия по реконструкции подстанций 35 кВ Вологодской энергосистемы с заменой трансформаторов в период до 2021 года согласно ИП Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» приведены в таблице 107.

Таблица 107 – Замена существующих трансформаторов 35 кВ и ввод новых в Вологодской энергосистеме в период до 2021 года согласно ИП Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2016-2020 гг.

№	Наименование ПС	Напряже- ние, кВ	Установ- ленное оборудова- ние, МВА	Новое обо- рудование, МВА	Срок ввода, год	Примечания
1	Маега	35	8	20	2017	Подстанции относятся к энер- годефицитным центрам пита- ния, перегружены, отсутствует возможность подключения новых потребителей
2	Можайское		5	12,6	2019	
3	Ягница		3,2	5	2020	
4	Молочное		12,6	32	2020	

## 4.2 Электрические расчеты

### 4.2.1 Режимы работы сетей Вологодской энергосистемы

В данной работе для анализа электрической сети Вологодской энергосистемы с учетом перспективного развития электрических сетей соседних энергосистем были проведены следующие расчеты потокораспределения мощности и уровней напряжения в электрических сетях 110 кВ и выше:

- режим зимних максимальных нагрузок;
- режим зимних минимальных нагрузок;
- режим летних максимальных нагрузок;
- режим летних минимальных нагрузок.

Электрические расчеты выполнялись с целью:

- проверки существующих элементов сети 110 кВ и выше с учетом подключения новых потребителей;
- выбора схемы электрической сети и параметров ее элементов;
- определения необходимой мощности и мест размещения компенсирующих устройств.

Результаты расчетов электрических режимов представлены в приложениях 2-75.

При проведении расчётов установившихся режимов рост собственного максимума нагрузки энергосистемы Вологодской области и перечень крупных потребителей, подключаемых к электрической сети в период 2017-2021 гг., принят согласно таблице 108.

Таблица 108 – Мощности новых потребителей

Заявитель	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Центр питания
ГЭП "Вологдаоблкоммунэнерго"	1,68	2014	ПС 110 кВ Восточная
	0,44	2015	
	0,39	2016	
	0,21	2017	
ИП Меднов Т.В.	3	2017	ПС 110 кВ Центральная
ГП ВО "Областные электротеплосети"	1,7	2016	ПС 110 кВ Центральная
ГП ВО "Областные электротеплосети"	3	2015	ПС 110 кВ Центральная

Заявитель	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Центр питания
ИП Сивков А.О.	3,23	2015	ПС 110 кВ Центральная
ГП ВО "Областные электротеплосети"	4,87	2017	ПС 110 кВ Западная
ООО "Вологодское Мороженое"	10	2016	ПС 110 кВ Западная
ОАО "РЖД"	0,8	2015	ПС 110 кВ Западная
ООО "СУ-35"	2,5	2016	ПС 110 кВ Луговая
ООО "Вологда Инвест"	5	2016	ПС 110 кВ Луговая
ГП ВО "Областные электротеплосети"	9,08	2019	ПС 110 кВ Луговая
ООО "Электротеплосеть" в г. Великий Устюг	2,7	2015	ПС 110 кВ Борки
АО "ФосАгро-Череповец"	2	2015	ПС 110 кВ Суда
ООО "Коксисилва"	3	2016	ПС 110 кВ Шексна
ЗАО "Племзавод Заря"	1	2016	ПС 110 кВ Грязовец
Перевод нагрузок с ПС 220 кВ За- шекснинская	11,5	2018	ПС 110 кВ Южная
Перевод нагрузок с ПС 110 кВ Искра (МУП г. Череповца "Электросеть")	5,4	2017	ПС 110 кВ Заягорба
	6,7	2017	ПС 110 кВ Заягорба
ООО "Газпром энерго"	3,3	2013	ПС 110 кВ Погорелово
ФКУ ИК №5 УФСИН ВО	0,9	2014	ПС 35 кВ Артюшино (ПС 110 кВ Антушево)
Суммарная нагрузка договоров	1,396	2016	ПС 110 кВ Кубенское
Суммарная нагрузка договоров	5,941	2016	ПС 35 кВ Искра Воло- годский р-н
ООО «Вологодская ягода»	2,5	2017	Красавинская ГТ ТЭЦ
ООО "Энерготранзит Альфа"	1,8	2016	ГПП-1 ВПЗ (ВЛ 110 кВ ГПЗ-1, ВЛ 110 кВ ГПЗ-2)
ОАО "Вологдаагрострой"	1,55	2016	ПС 110 кВ ГПП-1 (ООО «ЭТА»)
ОАО "Вологдастрой"	3,28	2016	ПС 110 кВ ГПП-1 (ООО «ЭТА»)
ООО "ТоргМашИнвест"	0,78	2015	ПС 220 кВ ГПП-2 ООО "ЭТА"
Вологдаоблстройзаказчик, ГУП ВО (ИП Шексна)	20	2016	Новая ПС 110 кВ (ПС РПП-1 220/110/10)
ООО «ИнвестЖилСтрой»	2,13	2015	ПС 500 кВ Вологодская
	3,05	2016	
	3,86	2017	
	1,39	2018	
	2,36	2019	
	3,03	2020	
	2,97	2021	
	2,71	2022	
ООО «Сокольский плитный комби- нат»	12	2017	ПС 220 кВ Сокол
ОАО "Вологдастрой"	2,01	2016	ПС 220 кВ Вологда- Южная
ЗАО "Горстройзаказчик"	0,81	2015	ПС 220 кВ Вологда- Южная
ООО "Стройсектор"	0,75	2016	ПС 220 кВ Вологда-

Заявитель	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Центр питания
			Южная
ООО "Вологдастрой"	1,05	2014	ПС 220 кВ Вологда-Южная
ООО «МК-строй»	0,68	2017	ПС 220 кВ Вологда-Южная
	0,43	2018	
	0,33	2019	
ООО "Лента"	1,1	2014	ПС 220 кВ Вологда-Южная
ООО «Стройиндустрия»	1,84	2017	ПС 220 кВ Вологда-Южная

Балансы активной мощности Вологодской энергосистемы на 2017-2021 гг. представлены в разделе 3.

Исходя из полученной для проектирования информации, баланс реактивной мощности в период зимнего максимума, представленный в таблице 109, составлен для сетей 110 кВ и выше энергосистемы Вологодской области. При формировании баланса в расходной части учтены «потери» реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах, потери в ЛЭП 110 кВ и выше и нагрузка на шинах 110 кВ ПС. Приходная часть состоит из мощности, генерируемой источниками реактивной мощности.

Таблица 109 - Баланс реактивной мощности Вологодской энергосистемы

	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
<b>Потребность</b>					
Нагрузка на шинах ПС	1040	1044	1049	1053	1058
Потери в ЛЭП 500 кВ	27,3	27,3	27,4	27,52	27,72
Потери в ЛЭП 220 кВ	124,52	124,55	124,32	124,4	124,28
Потери в ЛЭП 110 кВ	28,14	27,99	27,93	27,82	27,72
Потери в трансформаторах кВ	74,71	74,82	76,12	77,25	78,54
Итого потребность	1294,67	1298,66	1304,77	1309,99	1316,26
<b>Покрытие</b>					
Зарядная мощность ЛЭП 500 кВ	567,91	567,82	567,35	567,54	567,21
Зарядная мощность ЛЭП 220 кВ	204,65	204,6	204,41	204,4	204,38
Зарядная мощность ЛЭП 110 кВ	143,46	143,85	144,17	144,56	145,71
Максимальная мощность выработки на электростанциях при 100% генерации активной мощности					
Череповецкая ГРЭС	586	586	586	586	586
Вологодская ТЭЦ	127	127	127	127	127
ТЭЦ ФосАгро-Череповец	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
ГТЭС ФосАгро-Череповец	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
ТЭЦ ЭВС-2	166	166	166	166	166

ТЭЦ ПВС	239,2	239,2	239,2	239,2	239,2
ГУБТ-25	12	12	12	12	12
Шекснинская ГЭС	4	4	4	4	4
Красавинская ГТ ТЭЦ	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
Итого покрытие	2198,62	2198,87	2198,53	2199,1	2199,9
<b>Избыток/Дефицит</b>	<b>903,95</b>	<b>900,21</b>	<b>893,76</b>	<b>889,11</b>	<b>883,64</b>

На расчётный период на 2017- 2021 гг. в энергосистеме Вологодской области прогнозируется избыток реактивной мощности.

При формировании балансов реактивной мощности на перспективу не учтено получение мощности через АТ 500 кВ и из соседних энергосистем по сетям 110-220 кВ. Из представленных на 2017-2021 гг. балансов видно, что собственных источников реактивной мощности, имеющих в сети 110-220 кВ, достаточно для покрытия потребности, при этом баланс складывается с избытком не менее 884 Мвар.

Уровни напряжения, поддерживаемые в центрах питания, соответствуют «Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем». Уровни напряжений во всех проведенных расчетах соответствуют нормированным значениям, установка дополнительных средств компенсации реактивной мощности в Вологодской энергосистеме не требуется.

Результаты выполненных расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения послужили основанием для разработки рекомендаций, позволяющих обеспечить надежную работу сетей 110 кВ и выше энергосистемы на расчетный период 2017-2021 гг. в районах, которые в настоящее время характеризуются высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы.

#### **4.2.2 Анализ загрузки сети 220 кВ и выше**

В сети 220 кВ и выше по результатам анализа режимов покораспределения не выявлено перегрузок ЛЭП и трансформаторов (автотрансформаторов) на перспективу 2016-2021 гг. В таблице 110 приведена загрузка трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ и выше с целью определения необходимости их замены. Проведенный анализ загрузки трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ и выше показал отсутствие ограничений в передаче мощности

потребителям. Увеличение трансформаторной мощности в сети 220 кВ и выше не требуется.

Таблица 110 – Загрузка автотрансформаторов и трансформаторов 220 кВ и выше на 2021 г.

№	Параметры трансформаторов						Загрузка в собственный максимум энергосистемы				Коэф. токовой загрузки	
	Наименование ПС	Дисп. наим.	Snом, МВА	Inом, А	Кав. перег.	Iдоп.авар (при t=-5°C), А	Snорм, МВА	Sавар, МВА	Inорм, А	Iавар, А	Kз норм	Kз авар
1	ПС 750 кВ Белозерская	АТ-1	3х417	963	1,5	1445	184,52	-	242	-	0,1	-
		АТ-2	3х417	963	1,5	1445	184,52	325,24	242	240	0,1	0,3
		АТ-3	3х167	578	1,5	867	87,25	79,43	97	89	0,2	0,2
2	ПС 500 кВ Череповецкая	АТ1	3х167	578	1,2	694	113,06	-	126	-	0,2	-
		АТ2	3х167	578	1,2	694	113,06	171,25	157	191	0,2	0,3
3	ПС 500 кВ Вологодская	АТ-1	3х167	578	1,2	694	239,16	-	272	-	0,5	-
		АТ-2	3х167	578	1,5	867	239,16	420,89	272	477	0,5	0,8
4	ПС 220 кВ Октябрьская	АТ-1	125	314	1,46	458	91,17	-	229	-	0,7	-
5	ПС 220 кВ РПП-1	АТ-2	200	502	1,5	753	90,72	-	231	-	0,5	-
		АТ-3	200	503	1,5	755	90,72	119,24	231	303	0,5	0,6
6	ПС 220 кВ ГПП-1	АТ-1	125	314	1,4	440	35,28	-	90	-	0,3	-
		АТ-2	125	314	1,4	440	35,28	43,53	90	111	0,3	0,3
7	ПС 220 кВ Зашексинская	АТ-1	63	158	1,45	229	26,15	-	66	-	0,4	-
		АТ-2	63	158	1,45	229	22,19	49,28	56	125	0,4	0,8
8	ПС 220 кВ Вологда-Южная	АТ-1	150	377	1,5	566	47,54	58,33	120	147	0,3	0,4
		АТ-2	150	377	1,5	566	47,54	58,33	120	147	0,3	0,4
		АТ-3	150	377	1,5	566	47,54	58,33	120	147	0,3	0,4
		АТ-4	150	377	1,5	566	47,54	-	120	-	0,3	-
9	ПС 220 кВ Ростилово	АТ-1	125	313	1,2	376	41,05	-	105	-	0,3	-
		АТ-2	125	313	1,2	376	41,05	67,06	105	171	0,3	0,5
10	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	313	1,2	376	46,95	-	119	-	0,4	-
		АТ-2	125	313	1,5	470	42,8	71,55	108	182	0,3	0,6
11	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая)	АТ-1	63	158	1,15	182	14,91	-	38	-	0,2	-
		АТ-2	63	158	1,15	182	14,91	27,26	38	69	0,2	0,4
12	ПС 220 кВ Явенга (Тяговая)	АТ-1	63	158	1,15	182	2,33	-	6	-	0	-
		АТ-2	63	158	1,15	182	2,33	4,49	6	11	0	0,1
13	ПС 220 кВ Первомайская	Т-1	40	100	1,5	150	14,2	-	67	-	0,4	-
		Т-2	40	100	1,5	150	14,2	28,39	67	134	0,4	0,7
14	ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая)	Т-1	40	100	1,5	150	5,46	-	14	-	0,1	-
		Т-2	40	100	1,5	150	5,46	10,92	14	28	0,1	0,3

#### 4.2.3 Анализ загрузки сети 110 кВ

В электрической сети Вологодской области по результатам расчётов режимов потокораспределения на перспективу 2017-2021 г. определены элементы сети, требующие увеличения пропускной способности. По загрузке этих элементов в нормальных и послеаварийных режимах были выбраны параметры нового оборудования ПС и сечение проводов ЛЭП.

##### ПС 110 кВ Анненский мост

Подстанция 35 кВ Анненский мост питает всю инфраструктуру поселка Анненский Мост, в том числе школы, больницы и другие социально значимые объекты.

После реконструкции данная ПС должна стать вторым источником питания 5 трансформаторных подстанций 35/6 кВ: Водораздельная, Рубеж, Пахомовская, Новинковская, Ольховская. Эти ПС являются центрами питания системы шлюзов Волго-Балтийского канала, и к ним предъявляются повышенные требования к надежности. В настоящее время они подключены отпайками от ВЛ 35 кВ «Водораздельная-2» и «Белоусово-Анненский Мост» (Водораздельная-1) работающими в тупиковом режиме.

На рисунке 50 приведено потокораспределение аварийного отключения одного трансформатора на ПС 110 кВ Белоусово при наложении на плановый ремонт второго трансформатора в режиме летнего максимума 2020 года в районе размещения ПС 35 кВ Анненский мост. При отключенных двух трансформаторах на подстанции 110 кВ Белоусово, надежное питание ответственных потребителей транзита 35 кВ Белоусово-Вашки не обеспечивается ввиду того, что ВЛ 35 кВ Ольховская перегружается на 36% (82 А при ограничении по загрузке 60 А) и потребуются ограничение нагрузки потребителей в размере 1,13 МВт.

При переводе ПС 35 кВ Анненский мост на напряжение 110 кВ ограничение нагрузки потребителей подстанций системы шлюзов Волго-Балтийского канала не требуется (рисунок 51).

Максимальная загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Анненский мост составляет 3,4 МВА (рисунок 52), загрузка ВЛ 110 кВ Белоусово-Анненский мост 6,1 МВт (36 А). Таким образом, рекомендуется к установке трансформаторы 2х4 МВА, существующего сечения провода ВЛ Белоусово-Анненский мост (АС-95, АС-120) достаточно, необходимости в увеличении сечения при прогнозируемых нагрузках нет.



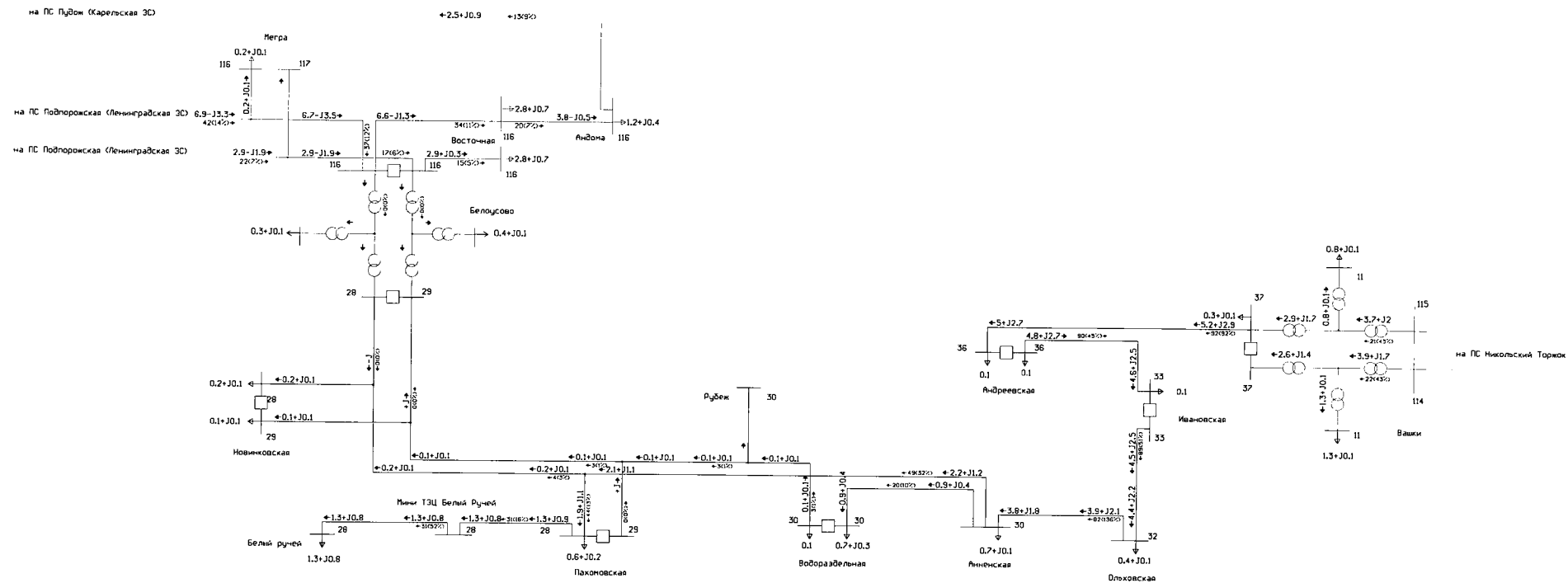


Рисунок 50 - Наложение аварийного отключения трансформатора 110/10 кВ на ПС 110 кВ Белоусово на плановый ремонт второго в режиме летнего максимума 2020 г.





### Загрузка трансформаторов 110 кВ

В таблице 111 приведена загрузка трансформаторов 110 кВ с целью определения необходимости их замены. В соответствии с п.5.3.14 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока отвлечения, если напряжение на отвлечении не превышает номинального. Перечень перегруженных трансформаторов, рекомендуемых к замене, представлен в таблице 3.5.

Таблица 111 – Загрузка трансформаторов 110 кВ и резерв пропускной способности подстанций.

№	Параметры трансформаторов					Загрузка в максимум энергосистемы					Коэф. Загрузки		Резерв /дефицит (+/-)	Примечание
	Напряжение, кВ	Наименование ПС	Дисп. наим.	Сном заменяемых трансформаторов, кВА	Сном с учётом замены трансформаторов, кВА	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	
						Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Кз норм	Кз авар	S рез, МВА	
1	110/10/6	Центральная	T-1		40000	16010	16010	16010	16010	16010	0,4	0,8	10	
			T-2		40000	16010	16010	16010	16010	16010	0,4	0,8		
2	110/35/10	Восточная	T-1		40000	15876	15876	15876	15876	15876	0,4	0,79	10,2	
			T-2		40000	15876	15876	15876	15876	15876	0,4	0,79		
3	110/35/10	Луговая	T-1	25000	40000	13148	13148	13148	16726	16726	0,67	1,34	-7,2	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра
			T-2	25000	40000	13148	13148	13148	16726	16726	0,67	1,34		
4	110/35/6	Западная	T-1	40500	63000	25689	25689	25689	25689	25689	0,63	1,27	-8,9	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра
			T-2	40000	63000	25689	25689	25689	25689	25689	0,64	1,28		
5	110/35/10	Кубенское	T-1	10000	25000	13079	13079	13079	13079	13079	1,31	2,62	-15,7	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра
			T-2	10000	25000	13079	13079	13079	13079	13079	1,31	2,62		
6	110/10	Кипелово	T-1		16000	1414	1414	1414	1414	1414	0,09	0,18	14	
			T-2		16000	1414	1414	1414	1414	1414	0,09	0,18		
7	110/35/6	Ананьино	T-1		10000	5239	5239	5239	5239	5239	0,52	0,61	5,3	
8	110/10	Новленское	T-1		10000	854	854	854	854	854	0,09	0,17	8,8	
			T-2		10000	854	854	854	854	854	0,09	0,17		
9	110/35/10	Нефедово	T-1		6300	1082	1082	1082	1082	1082	0,17	1,37	5,5	
10	110/35/10	Грязовец	T-1		25000	13248	7548	7548	7548	7548	0,3	0,6	11,2	
			T-2		25000	13248	7548	7548	7548	7548	0,3	0,6		
11	110/10	Вохтога	T-1	10000	16000	5852	5852	5852	5852	5852	0,59	1,17	-1,2	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра
			T-2	10000	16000	5852	5852	5852	5852	5852	0,59	1,17		
12	110/35/10	Плоское	T-1		2500	1476	1476	1476	1476	1476	0,59	0,95	1,1	
13	110/35/10	Жернаково	T-1		6300	894	894	894	894	894	0,14	0,18	5,7	
14	110/10	Биряково	T-1		2500	224	224	224	224	224	0,09	0,18	2,2	
			T-2		2500	224	224	224	224	224	0,09	0,18		
15	110/10	Кадников	T-1		10000	4549	4549	4549	4549	4549	0,45	0,64	4,1	
			T-2		10000	1803	1803	1803	1803	1803	0,18	0,64		
16	110/35/10	Воробьево	T-1		6300	539	539	539	539	539	0,09	0,21	6,1	
17	110/10	Чекшино	T-1		2500	762	762	762	762	762	0,3	2,19	1,9	
18	110/35/10	Вожега	T-1		10000	4717	4717	4717	4717	4717	0,47	0,47	5,8	

№	Параметры трансформаторов					Загрузка в максимум энергосистемы					Коэф. Загрузки		Резерв /дефицит (+/-)	Примечание
	Напряжение, кВ	Наименование ПС	Дисп. наим.	Сном заменяемых трансформаторов, кВА	Сном с учётом замены трансформаторов, кВА	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	
						Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Кз норм	Кз авар	С рез, МВА	
			T-2		10000	0	0	0	0	0	0	0,47		
19	110/35/10	Харовск (Районная)	T-1		25000	3956	3956	3956	3956	3956	0,16	0,32	18,3	
			T-2		25000	3956	3956	3956	3956	3956	0,16	0,32		
20	110/10	Семигородная	T-1		2500	447	447	447	447	447	0,18	0,31	2,2	
21	110/10	Пундуга	T-1		2500	316	316	316	316	316	0,13	0,96	2,3	
22	110/35/10	Сямжа	T-1		10000	2089	2089	2089	2089	2089	0,21	0,42	6,3	
			T-2		10000	2089	2089	2089	2089	2089	0,21	0,42		
23	110/35/10	Шуйское	T-1		6300	2025	2025	2025	2025	2025	0,32	1,88	4,6	
24	110/10	Искра	T-1		40000	9823	9823	9823	9823	9823	0,25	0,49	22,4	
			T-2		40000	9823	9823	9823	9823	9823	0,25	0,49		
25	110/10	Нелазское	T-1		2500	671	671	671	671	671	0,27	0,54	1,3	
			T-2		2500	671	671	671	671	671	0,27	0,54		
26	110/10	Загородная	T-1		10000	2147	2147	2147	2147	2147	0,21	0,43	6,2	
			T-2		10000	2147	2147	2147	2147	2147	0,21	0,43		
27	110/10	Заягорба	T-1		40000	11771	11771	11771	11771	11771	0,29	0,59	18,5	
			T-2		40000	11771	11771	11771	11771	11771	0,29	0,59		
28	110/6-10	Енюково	T-1		6300	949	949	949	949	949	0,15	0,3	4,7	
			T-2		6300	949	949	949	949	949	0,15	0,3		
29	110/35/10	Новые Углы	T-1		25000	4743	4743	4743	4743	4743	0,19	0,38	16,8	
			T-2		25000	4743	4743	4743	4743	4743	0,19	0,38		
30	110/35/10	Климовская	T-1		16000	1342	1342	1342	1342	1342	0,08	0,17	14,1	
			T-2		10000	1342	1342	1342	1342	1342	0,13	0,27		
31	110/35/10	Петринев	T-1		10000	707	707	707	707	707	0,07	0,14	9,1	
			T-2		10000	707	707	707	707	707	0,07	0,14		
32	110/35/10	Коротово	T-1		10000	1687	1687	1687	1687	1687	0,17	0,34	7,1	
			T-2		6300	1687	1687	1687	1687	1687	0,27	0,54		
33	110/35/10	Суда	T-1		10000	4254	4254	4254	4254	4254	0,43	0,85	2	
			T-2		10000	4254	4254	4254	4254	4254	0,43	0,85		
34	110/35/10	Батран	T-1		10000	3435	3435	3435	3435	3435	0,34	0,69	3,6	
			T-2		10000	3435	3435	3435	3435	3435	0,34	0,69		
35	110/35/10	Устюжна	T-1	10000	16000	6416	6416	6416	6416	6416	0,64	1,28	-2,3	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра
			T-2	10000	16000	6416	6416	6416	6416	6416	0,64	1,28		
36	110/10	Желябово	T-1		2500	680	680	680	680	680	0,27	0,54	1,3	
			T-2		2500	680	680	680	680	680	0,27	0,54		
37	110/35/10	Чагода	T-1		16000	8453	8453	8453	8453	8453	0,53	0,92	2	
			T-2		16000	6306	6353	6353	6353	6306	0,39	0,92		
38	110/10	Анисимово	T-1	2500	6300	1787	1787	1787	1787	1787	0,71	1,43	-1,1	Перегрузка Т-1 больше допусти-

№	Параметры трансформаторов					Загрузка в максимум энергосистемы					Коэф. Загрузки		Резерв /дефицит (+/-)	Примечание
	Напряжение, кВ	Наименование ПС	Дисп. наим.	Сном заменяемых трансформаторов, кВА	Сном с учётом замены трансформаторов, кВА	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	
						Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Кз норм	Кз авар	С рез, МВА	
			T-2		6300	1787	1787	1787	1787	1787	0,28	0,57		мой 5% при отключении одного тр-ра
39	110/10	Покровское	T-1		2500	224	224	224	224	224	0,09	0,31	2,4	
40	110/35/10	Избоищи	T-1		10000	539	539	539	539	539	0,05	0,06	10	
41	110/10	Стеклозавод	T-1		10000	100	100	100	100	100	0,01	0,02	10,3	
			T-2		10000	100	100	100	100	100	0,01	0,02		
42	110/35/6-10	Шексна	T-1		40000	20628	20628	20628	20628	20628	0,52	1,03	0,7	
			T-2		40000	20628	20628	20628	20628	20628	0,52	1,03		
43	110/35/10	Нифантово	T-1		10000	3384	3467	3467	3467	3467	0,35	0,69	3,6	
			T-2		10000	3384	3467	3467	3467	3467	0,35	0,69		
44	110/35/10	Кадуй	T-1		6300	3766	3766	3766	3766	3766	0,6	0,9	0,9	
			T-2		6300	1931	1931	1931	1931	1931	0,31	0,9		
45	110/10	Поселковая	T-1		10000	2620	2620	2620	2620	2620	0,26	0,52	5,3	
			T-2		10000	2620	2620	2620	2620	2620	0,26	0,52		
46	110/35/10	Бабаево	T-1		16000	5741	5741	5741	5741	5741	0,36	0,72	5,3	
			T-2		16000	5741	5741	5741	5741	5741	0,36	0,72		
47	110/10	Заполье	T-2		2500	1118	1118	1118	1118	1118	0,45	1,91	1,5	
48	110/35/6	Борки	T-1		10000	3662	3662	3662	3662	3662	0,37	0,73	3,2	
			T-2		10000	3662	3662	3662	3662	3662	0,37	0,73		
49	110/35/6	Великий Устюг	T-1		16000	7877	7877	7877	7877	7877	0,49	0,98	1,05	
			T-2		16000	7877	7877	7877	7877	7877	0,49	0,98		
50	110/35/10	Дымково	T-1		10000	3684	3684	3684	3684	3684	0,37	0,74	3,1	
			T-2		10000	3684	3684	3684	3684	3684	0,37	0,74		
51	110/35/10	Усть-Алексеево	T-1		6300	806	806	806	806	806	0,13	0,26	5	
			T-2		6300	806	806	806	806	806	0,13	0,26		
52	110/10	Полдарса	T-1		2500	447	447	447	447	447	0,18	0,36	1,7	
			T-2		2500	447	447	447	447	447	0,18	0,36		
53	110/35/10	Приводино	T-1		16000	5855	5855	5855	5855	5855	0,37	0,59	7,3	
			T-2		16000	3614	3614	3614	3614	3614	0,23	0,59		
54	110/35/10	Кичменгский Городок	T-1		10000	4204	4204	4204	4204	4204	0,42	0,84	2,1	
			T-2		10000	4204	4204	4204	4204	4204	0,42	0,84		
55	110/35/10	НПС	T-1		16000	5023	5023	5023	5023	5023	0,31	0,63	6,8	
			T-2		16000	5023	5023	5023	5023	5023	0,31	0,63		
56	110/10	Вострое	T-1		2500	778	778	778	778	778	0,31	0,62	1,1	
			T-2		2500	778	778	778	778	778	0,31	0,62		
57	110/35/10	Никольск	T-1		10000	3494	3450	3450	3450	3450	0,35	0,69	3,6	
			T-2		10000	3494	3450	3450	3450	3450	0,35	0,69		

№	Параметры трансформаторов					Загрузка в максимум энергосистемы					Коэф. Загрузки		Резерв /дефицит (+/-)	Примечание
	Напряжение, кВ	Наименование ПС	Дисп. наим.	Сном заменяемых трансформаторов, кВА	Сном с учётом замены трансформаторов, кВА	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	
						Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Кз норм	Кз авар	С рез, МВА	
58	110/10	Калинино	T-1		6300	292	292	292	292	292	0,05	0,09	6	
			T-2		2500	292	292	292	292	292	0,12	0,23		
59	110/10	Зеленцово	T-1		2500	986	986	986	986	986	0,39	0,79	0,7	
			T-2		2500	986	986	986	986	986	0,39	0,79		
60	110/10	Верхне-Спасский Погост	T-1		2500	854	854	854	854	854	0,34	0,58	1,8	
61	110/10	Власьевская	T-1		2500	585	585	585	585	585	0,23	0,47	1,5	
			T-2		2500	585	585	585	585	585	0,23	0,47		
62	110/35/10	Тарнога	T-1		10000	1931	1931	1931	1931	1931	0,19	0,39	6,6	
			T-2		10000	1931	1931	1931	1931	1931	0,19	0,39		
63	110/10	Тотьма-2	T-1		10000	1978	1978	1978	1978	1978	0,2	0,4	6,5	
			T-2		10000	1978	1978	1978	1978	1978	0,2	0,4		
64	110/35/10	Тотьма-1	T-1		10000	2628	2628	2628	2628	2628	0,26	0,53	5,2	
			T-2		10000	2628	2628	2628	2628	2628	0,26	0,53		
65	110/35/10	Погорелово	T-1		16000	4159	4159	4159	4159	4159	0,26	0,52	8,5	
			T-2		16000	4159	4159	4159	4159	4159	0,26	0,52		
66	110/35/10	Царева	T-1		6300	632	632	632	632	632	0,1	0,49	6	
67	110/35/10	Бабушкино	T-1		6300	2462	2462	2462	2462	2462	0,39	0,78	1,7	
			T-2		6300	2462	2462	2462	2462	2462	0,39	0,78		
68	110/10	Рослятино	T-1		2500	750	750	750	750	750	0,3	0,6	1,1	
			T-2		2500	750	750	750	750	750	0,3	0,6		
69	110/10	Ляменьга	T-1		2500	728	728	728	728	728	0,29	1,49	1,9	
70	110/35/10	Верховажье	T-1		10000	1061	1061	2995	2995	2995	0,3	0,6	4,5	
			T-2		10000	1061	1061	2995	2995	2995	0,3	0,6		
71	110/35/10	Чушевицы	T-1		10000	1681	1635	1635	1635	1635	0,16	0,33	7,2	
			T-2		10000	1681	1635	1635	1635	1635	0,16	0,33		
72	110/35/10	Кириллов	T-1		16000	3589	3589	3589	3589	3589	0,22	0,45	9,6	
			T-2		16000	3589	3589	3589	3589	3589	0,22	0,45		
73	110/10	Никольский Торжок	T-1		6300	583	583	583	583	583	0,09	0,27	4,9	
			T-2		6300	1118	1118	1118	1118	1118	0,18	0,27		
74	110/10	Ферапонтово	T-1		2500	0	0	0	0	0	0	0,27	2	
			T-2		6300	671	671	671	671	671	0,11	0,11		
75	110/35/10	Коварзино	T-2		6300	632	632	632	632	632	0,1	0,57	6	
76	110/35/10	Белозерск	T-1		10000	2989	2989	2989	2989	2989	0,3	0,6	4,5	
			T-2		10000	2989	2989	2989	2989	2989	0,3	0,6		
77	110/10	Бечевинка	T-1		2500	224	224	224	224	224	0,09	0,99	2,4	

№	Параметры трансформаторов					Загрузка в максимум энергосистемы					Коэф. Загрузки		Резерв /дефицит (+/-)	Примечание
	Напряжение, кВ	Наименование ПС	Дисп. наим.	Сном заменяемых трансформаторов, кВА	Сном с учётом замены трансформаторов, кВА	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	
						Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Кз норм	Кз авар	С рез, МВА	
78	110/35/10	Антушево	T-1		6300	2239	2239	2239	2239	2239	0,36	0,71	2,1	
			T-2		6300	2239	2239	2239	2239	2239	0,36	0,71		
79	110/35/10	Вашки	T-1		10000	2147	2147	2147	2147	2147	0,21	0,43	6,2	
			T-2		10000	2147	2147	2147	2147	2147	0,21	0,43		
80	110/35/6	Белоусово	T-1		16000	3734	3734	3734	3734	3734	0,23	0,47	9,3	
			T-2		16000	3734	3734	3734	3734	3734	0,23	0,47		
81	110/10	Андома	T-1		2500	886	886	886	886	886	0,35	0,71	0,9	
			T-2		2500	886	886	886	886	886	0,35	0,71		
82	110/35/10	Восточная	T-1		16000	4220	4220	4220	4220	4220	0,26	0,53	8,4	
			T-2		16000	4220	4220	4220	4220	4220	0,26	0,53		
83	110/10	Мегра	T-2		2500	361	361	361	361	361	0,14	0,59	2,3	
84	110/35/6	Анненский Мост	T-1		4000	-	-	-	1118	1118	0,28	0,56	3,0	
			T-2		4000	-	-	-	1118	1118	0,28	0,56		
85	110/35/10	Южная	T-1		32000	-	3265	3265	9928	13193	0,41	0,82	7,2	
			T-2		32000	-	3265	3265	9928	13193	0,41	0,82		
86	110/35/10	Искра (ВЭС)	T-1	4000	6300	2393	2393	2393	2393	2393	0,6	0,12	- 0,586	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра
			T-2	4000	6300	2393	2393	2393	2393	2393	0,6	0,12		
87	110/10	ИП Шексна	T-1		40000	11180	11180	11180	11180	11180	0,28	0,56	19,6	
			T-2		40000	11180	11180	11180	11180	11180	0,28	0,56		
88	110/10	ГПП-9	T-1		25000	7912	7912	7912	7912	7912	0,32	0,63	10,4	
			T-2		25000	7912	7912	7912	7912	7912	0,32	0,63		
89	110/27,5/10	Уйта (Тяговая)	T-1		40000	11433	11433	11433	11433	11433	0,29	0,57	19,1	
			T-2		40000	11433	11433	11433	11433	11433	0,29	0,57		
90	110/10	Тешемля (Тяговая)	T-1		16000	707	707	707	707	707	0,04	0,09	15,4	
			T-2		16000	707	707	707	707	707	0,04	0,09		
91	110/10	Череповец (Тяговая)	T-1		40000	12653	12653	12653	12653	12653	0,32	0,63	16,7	
			T-2		40000	12653	12653	12653	12653	12653	0,32	0,63		
92	110/10	Кипелово (Тяговая)	T-1		40000	3722	3722	3722	3722	3722	0,09	0,19	34,6	
			T-2		40000	3722	3722	3722	3722	3722	0,09	0,19		
93	110/10	Вохтога (Тяговая)	T-1		40000	3631	3631	3650	3650	3631	0,09	0,18	34,7	
			T-2		40000	3631	3631	3650	3650	3631	0,09	0,18		
94	110/27,5/10	Бабаево (Тяговая)	T-1		25000	4022	4022	4022	4022	4022	0,16	0,48	14,2	
			T-2		25000	4022	4022	4022	4022	4022	0,16	0,48		
			T-3		25000	4022	4022	4022	4022	4022	0,16	0,48		
95	110/10	Туфаново (Тяговая)	T-1		40000	7004	7004	7004	7004	7004	0,18	0,35	28	
			T-2		40000	7004	7004	7004	7004	7004	0,18	0,35		
96	110/10	Грязовец	T-1		40000	5700	5700	5700	5700	5700	0,14	0,29	30,6	



№	Параметры трансформаторов					Загрузка в максимум энергосистемы					Коэф. Загрузки		Резерв /дефицит (+/-)	Примечание
	Напряжение, кВ	Наименование ПС (Тяговая)	Дисп. наим.	Сном заменяемых трансформаторов, кВА	Сном с учётом замены трансформаторов, кВА	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	2021 г.	
			T-2			Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Срасч, кВА	Кз норм	Кз авар	S рез, МВА	
					40000	5700	5700	5700	5700	5700	0,14	0,29		

Таблица 112 – Рекомендации по замене существующих трансформаторов 110 кВ

№	Параметры тр-ров ПС			Год	Коэффиц. Загрузки, Кз авар	Рекомендации по замене	Год замены
				появления перегрузки			
1	ПС 110 кВ Анисимово	Т-1	2 500	2017	1,4	Замена Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА	2017
2	ПС 110 кВ Вохтога	Т-1	10 000	2017	1,2	Замена Т-1 и Т-2 2х10 МВА на 2х16 МВА	2017
		Т-2	10 000		1,2		
3	ПС 110 кВ Устюжна	Т-1	10 000	2017	1,3	Замена Т-1 и Т-2 2х10 МВА на 2х16 МВА	2017
		Т-2	10 000		1,3		
4	ПС 110 кВ Луговая	Т-1	25 000	2020	1,3	Замена Т-1 и Т-2 2х25 МВА на 2х40 МВА	2020
		Т-2	25 000		1,3		
5	ПС 110 кВ Западная	Т-1	40 500	2017	1,3	Замена Т-1 и Т-2 40,5+40 МВА на 2х63 МВА	2017
		Т-2	40 000	2017	1,3		
6	ПС 110 кВ Кубенское	Т-1	10 000	2017	2,6	Замена Т-1 и Т-2 2х10 МВА на 2х25 МВА	2017
		Т-2	10 000	2017	2,6		2017

## **КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками и ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское**

В режиме летнего максимума при наложении аварийного отключения ВЛ 220 кВ Вологодская-Явенга (Тяговая) с отпайками на плановый ремонт ВЛ 220 кВ Вологодская-Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол перегружаются КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками и ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское (приложения 23, 34, 40, 46, 52), и возникает необходимость установки АОПО для разгрузки этих линий как временное мероприятие, а в качестве основного рекомендуется замена проводов транзита 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское-Сокол и ошиновки ПС 110 кВ Кубенское и ПС 220 кВ Сокол.

В таблице 113 приведены данные по загрузке КВЛ 110 кВ Вологодская-Южная-Кубенское и ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское в вышеупомянутых режимах, а также объёмы нагрузки, которую следует отключить с целью снятия перегрузки (приложения 24, 35, 41, 47, 53), в таблице 114 - пропускная способность проводов, ошиновки, выключателей, разъединителей, заградителей и ТТ.

Таблица 113 – Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ Вологодская-Явенга (Тяговая) с отпайками на плановый ремонт ВЛ 220 кВ Вологодская-Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол

Загрузка ВЛ, А		2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г
КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками (Идоп=510А) до отпайки на ПС 110 кВ Западная		586 (115%)	604 (118%)	629 (123%)	651(128%)	666(131%)
ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское(Идоп=450А)		535 (119%)	544 (121%)	573 (127%)	595(133%)	628(140%)
Установка АОПО в ВЛ Кубенское	КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками (Идоп=510А) до отпайки на ПС 110 кВ Западная	500 (98%)	499 (98%)	506 (99%)	505 (99%)	502 (98%)
	ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское(Идоп=450А)	439 (98%)	425 (94%)	434 (96%)	434 (96%)	445 (99%)
	Объем отключаемой нагрузки на ПС 220 кВ Сокол, МВт	17	21	24	28	30

Таблица 114 – Параметры существующей ошиновки и установленного оборудования ячеек присоединений КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками и ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское на ПС 220 кВ Вологда-Южная, ПС 220 кВ Сокол и ПС 110 кВ Кубенское

№	ПС, линия электропередачи	Марка и сечение провода (длительно допустимый / аварийно допустимый ток летом, А)	Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый ток, А)
---	---------------------------	---	---

		ВЛ	Ошиновка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель	ТТ
1	ПС 220 кВ Вологда-Южная, ячейка присоединения КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками	АС-185/29 (510/510)	Жесткая алюминиевая ошиновка (нет данных)	600/600	600/600	630/600	600/600
2	ПС 220 кВ Сокол, ячейка присоединения ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское	АС-185/29 (510/510)	АС-150/24 (450/540)	630/ 756,2	1000	600/ 720,2	600/ 720,2
3	ПС 110 кВ Кубенское, ячейка присоединения КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками	АС-185/29 (510/510)	АС-150/24 (450/540)	1250/ 1250	1000/1000	600/600	600/600
4	ПС 110 кВ Кубенское, ячейка присоединения ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское	АС-185/29 (510/510)	АС-150/24 (450/540)	1250	1000	600/ 720,20	600/ 720,20

Исходя из представленной загрузки ЛЭП в таблице 113 и параметров оборудования и ошиновки на подстанциях и проводов ЛЭП в таблице 114 возникает необходимость:

- замены провода КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками на АС-300 с допустимым током в летний период 690 А в 2017 г.;
- замены провода ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское с отпайками на АС-300 с допустимым током в летний период 690 А в 2017 г.;
- на ПС 220 кВ Вологда-Южная замены выключателя, разъединителя и ТТ в 2017 г., заградителя - 2019 г.;
- на ПС 220 кВ Сокол замены ошиновки в 2017 г.;
- на ПС Кубенское замены ошиновки в 2017 г., заградителя и ТТ в ячейки присоединения КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское так же в 2017 г.

С учётом времени продолжительности проектирования и строительства срок завершения реализации вышеперечисленных мероприятий определяется началом 2019 г. В качестве временного мероприятия рекомендуется установка АО-ПО на ПС 220 кВ Вологда-Южная и ПС 110 кВ Кубенское к 2017 г.

#### **ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I, II цепь с отпайками**

Для возможности подключения новых потребителей и повышения надёжности электроснабжения подстанций в районе ПС 110 кВ ИП Шексна на основании результатов расчетов рекомендуется произвести реконструкцию ВЛ 110 кВ

РПП-1 – Шексна I, II цепь с отпайками с заменой существующего провода на провод марки АС-240, а также произвести замену разъединителей, ВЧ заградителей и трансформаторов тока в ячейках присоединений ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I, II цепь с отпайками ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ РПП-1.

В таблице 115 представлена загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I, II цепь с отпайками в нормальных, аварийных и ремонтных режимах 2017-2021 гг. В летний максимум 2017 г. загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь при отключении ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь и выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская – Вологодская достигает 534 А (приложение 28), в летний максимум 2021 г. 539 А (приложение 57), что выше допустимого тока 510 А существующего сечения АС-185. Аналогично в летний максимум 2017 г. загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь при отключении ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь и выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская – Вологодская достигает 534 А (приложение 27), в летний максимум 2021 г. 541 А (приложение 56), что выше допустимого тока 450 А существующего сечения АС-150. Нового провода с сечением АС-240 и допустимым током летом 610 А, зимой 787 А достаточно для исключения перегрузки. Срок завершения – 2017 г., согласно инвестиционной программе собственника.

Если реконструкция не будет завершена во время, то необходимо предусмотреть АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 - Шексна I, II цепь с отпайками.

Таблица 115 – Загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I, II цепь с отпайками

Наименование ВЛ	Токовая загрузка ЛЭП			
	ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками		ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками	
	(ВЛ 110 кВ Шексна 1)		(ВЛ 110 кВ Шексна 2)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		500	
	Провода ВЛ АС-185/29 (658), ТТ, загр, разъед (600)		Провода ВЛ АС-150/19 (581), ТТ (500), загр, разъед (600)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	510		450	
	Провода ВЛ АС-185/29 (510), ТТ, загр, разъед (600)		Провода ВЛ АС-150/19 (450), ТТ (500), загр, разъед (600)	
	А	%	А	%
Зимний максимум 2017 г. Нормальный режим (приложение 2)	313	52	316	63

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП			
	ВЛ 110 кВ РПП-1 –		ВЛ 110 кВ РПП-1 –	
	Шексна I цепь с отпайками		Шексна II цепь с отпайками	
	(ВЛ 110 кВ Шексна 1)		(ВЛ 110 кВ Шексна 2)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		500	
	Провода ВЛ АС-185/29 (658), ТТ, загр, разъед (600)		Провода ВЛ АС-150/19 (581), ТТ (500), загр, разъед (600)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	510		450	
	Провода ВЛ АС-185/29 (510), ТТ, загр, разъед (600)		Провода ВЛ АС-150/19 (450), ТТ (500), загр, разъед (600)	
Зимний максимум 2018 г. Нормальный режим (приложение 6)	314	52	316	63
Зимний максимум 2019 г. Нормальный режим (приложение 10)	315	53	318	64
Зимний максимум 2020 г. Нормальный режим (приложение 14)	316	53	318	64
Зимний максимум 2021 г. Нормальный режим (приложение 18)	316	53	318	64
Летний максимум 2017 г. Нормальный режим (приложение 4)	243	48	245	54
Летний максимум 2018 г. Нормальный режим (приложение 8)	243	48	245	54
Летний максимум 2019 г. Нормальный режим (приложение 12)	245	48	247	55
Летний максимум 2020 г. Нормальный режим (приложение 16)	245	48	247	55
Летний максимум 2021 г. Нормальный режим (приложение 20)	245	48	247	55
Зимний максимум 2017 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками (приложение 25)	-	-	570	114
Зимний максимум 2017 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками (приложение 26)	569	95	-	-
Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками (приложение 36)	-	-	571	114
Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками (приложение 37)	569	95	-	-
Зимний максимум 2019 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками (приложение 42)	-	-	574	115
Зимний максимум 2019 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками (приложение 43)	573	95	-	-
Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками (приложение 48)	-	-	574	115
Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками (приложение 49)	573	95	-	-
Зимний максимум 2021 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками (приложение 54)	-	-	574	115
Зимний максимум 2021 г. Отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками (приложение 55)	573	96	-	-

Наименование ВЛ	Токовая загрузка ЛЭП			
	ВЛ 110 кВ РПП-1 –		ВЛ 110 кВ РПП-1 –	
	Шексна I цепь с отпайками		Шексна II цепь с отпайками	
	(ВЛ 110 кВ Шексна 1)		(ВЛ 110 кВ Шексна 2)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		500	
	Провода ВЛ АС-185/29 (658), ТТ, загр, разъед (600)		Провода ВЛ АС-150/19 (581), ТТ (500), загр, разъед (600)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	510		450	
	Провода ВЛ АС-185/29 (510), ТТ, загр, разъед (600)		Провода ВЛ АС-150/19 (450), ТТ (500), загр, разъед (600)	
Летний максимум 2017 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками при выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская – Вологодская (приложение 27)	-	-	534	119
Летний максимум 2017 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками при выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская – Вологодская (приложение 28)	534	105	-	-
Летний максимум 2021 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I цепь с отпайками при выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская – Вологодская (приложение 56)	-	-	541	120
Летний максимум 2021 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками при выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская – Вологодская (приложение 57)	539	106	-	-

### **ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 I, II цепь с отпайкой (Станционная 1, 2)**

На рисунках 53-60 рассмотрены режимы зимнего и летнего максимумов нагрузки района размещения ТЭЦ ПВС. При аварийном отключении ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 I цепь с отпайкой, оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 I, II цепь с отпайкой перегружается как в зимнем (загрузка 137-138%, рисунки 53-54), так и в летнем периодах (загрузка 168-169%, рисунки 57-58). Таким образом, схема выдачи мощности ТЭЦ ПВС не обеспечивает выдачу всей располагаемой мощности в ремонтных и послеаварийных режимах с отключением одного элемента сети и существенно снижает надежность электроснабжения потребителей ПС 110 кВ ЧСПЗ. Необходимо проведение следующих мероприятий: установка АОПО (как временное решение к 2017 г.) и сетевое строительство в последующем. Сетевое строительство подразумевает сооружение двух дополнительных ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 №2 I, II цепь (Станционная 3,4) проводом

АС-240 (рисунки 59-60). Сооружения одной дополнительной ВЛ 110 кВ будет недостаточно: в летнем режиме при рассмотрении наложения аварийного отключения одной ВЛ при плановом ремонте второй, оставшаяся в работе линия перегружается (равносильно режиму отключения одной ВЛ при существующей схеме выдачи мощности).

Учитывая продолжительность проектирования и строительства, срок завершения мероприятий по строительству ЛЭП - начало 2019 г.

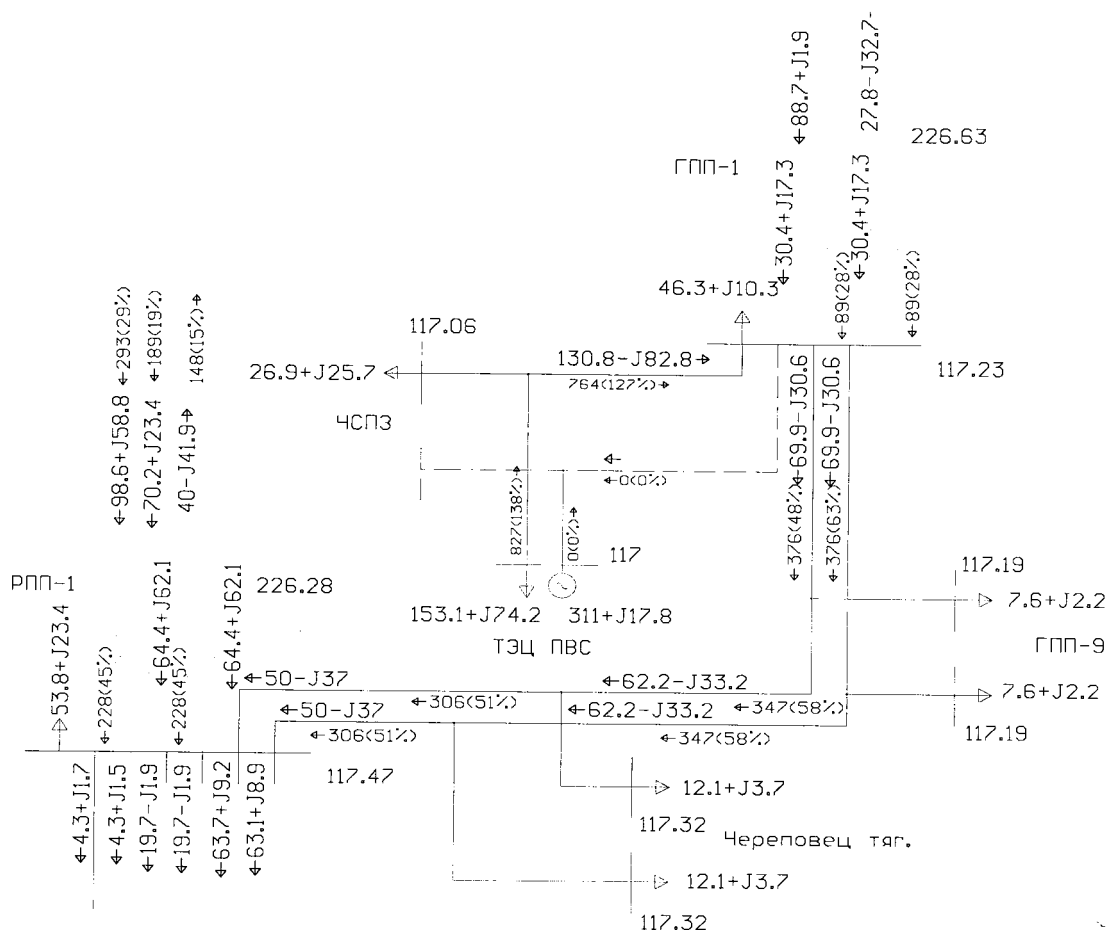


Рисунок 53 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Станционная-1 в режиме зимнего максимума 2017 года



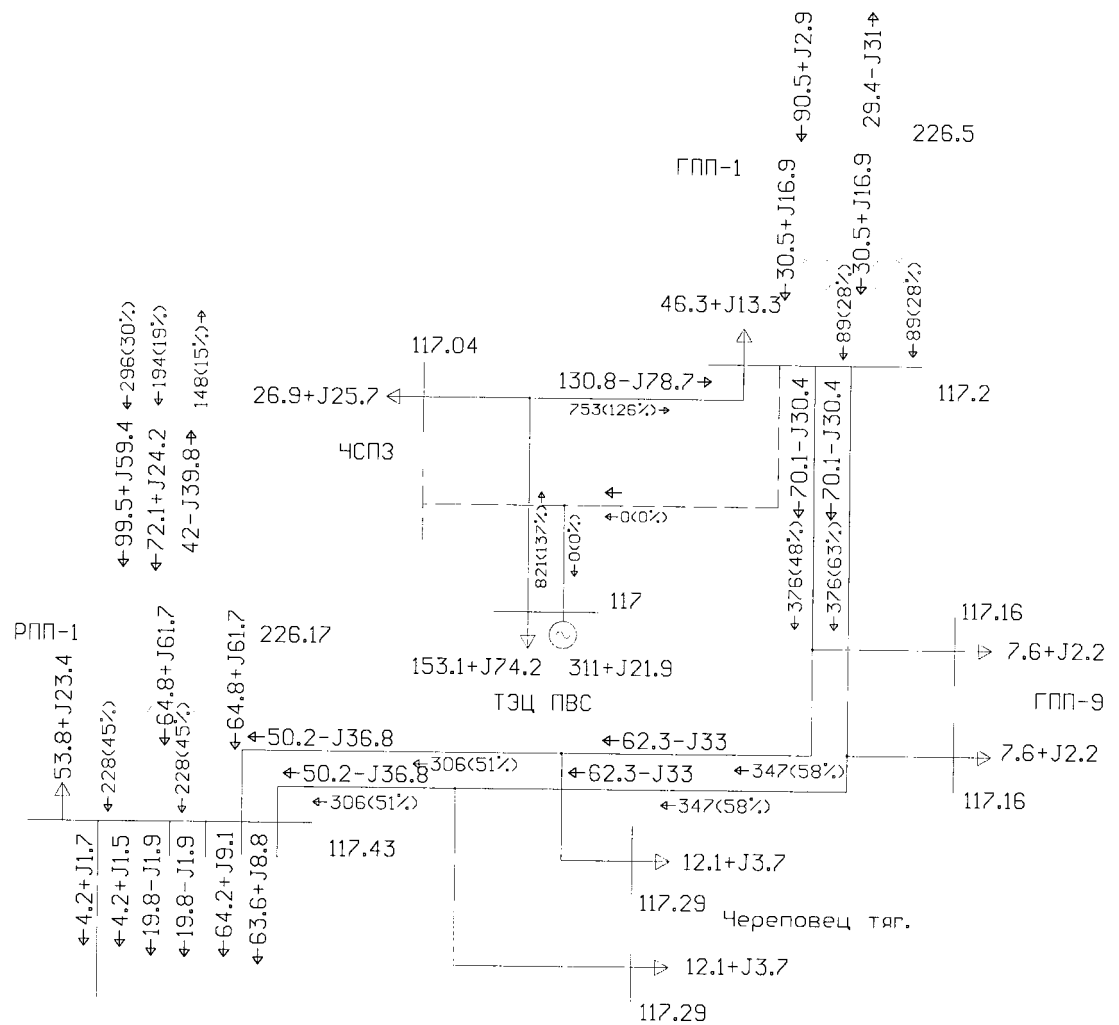


Рисунок 54 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Станционная-1 в режиме зимнего максимума 2021 года

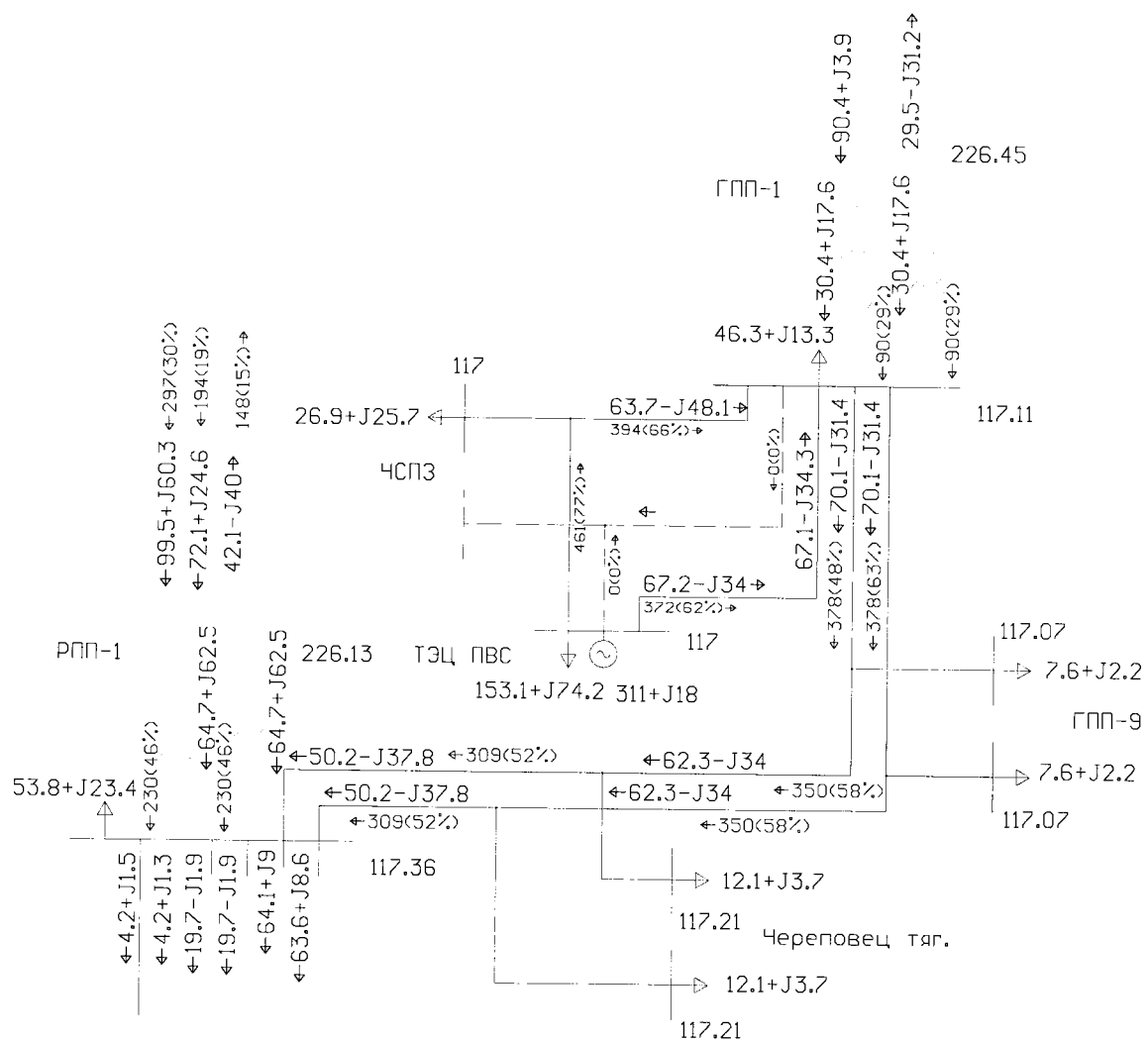


Рисунок 55 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Станционная-1 в режиме зимнего максимума 2017 года с учетом сооружения третьей ВЛ 110 кВ

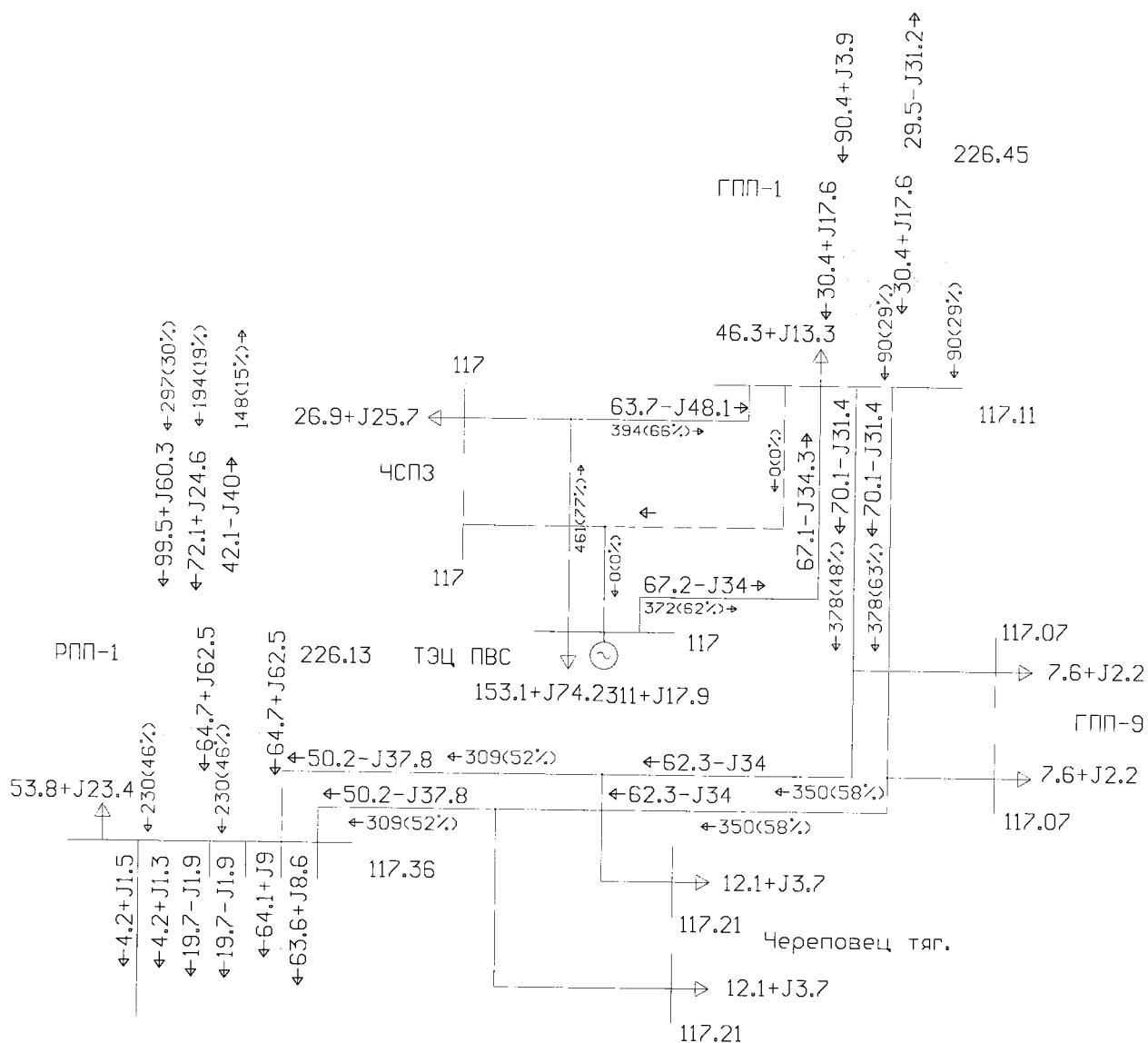


Рисунок 56 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Станционная-1 в режиме зимнего максимума 2021 года с учетом сооружения третьей ВЛ 110 кВ.

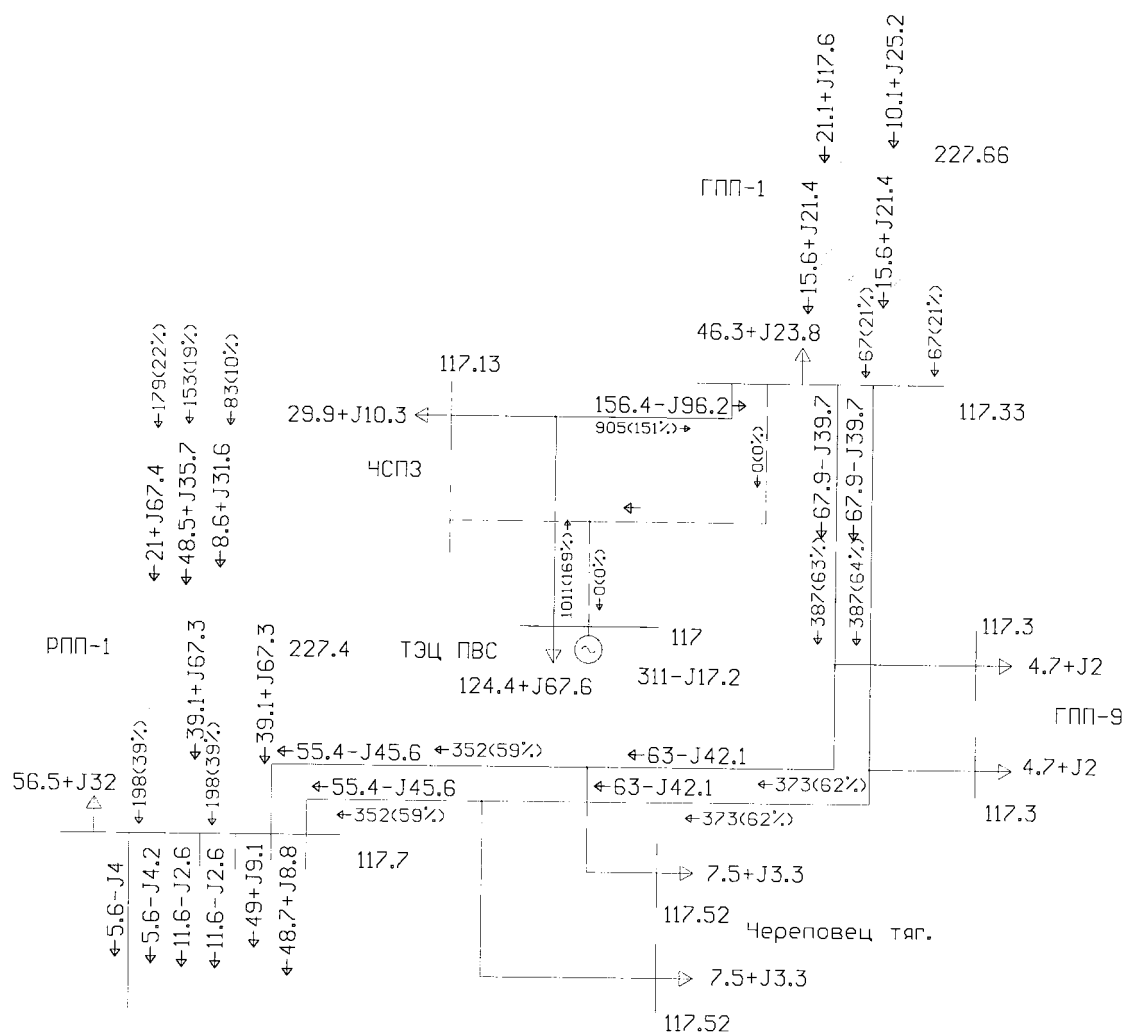


Рисунок 57 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Станционная-1 в режиме летнего максимума 2017 года

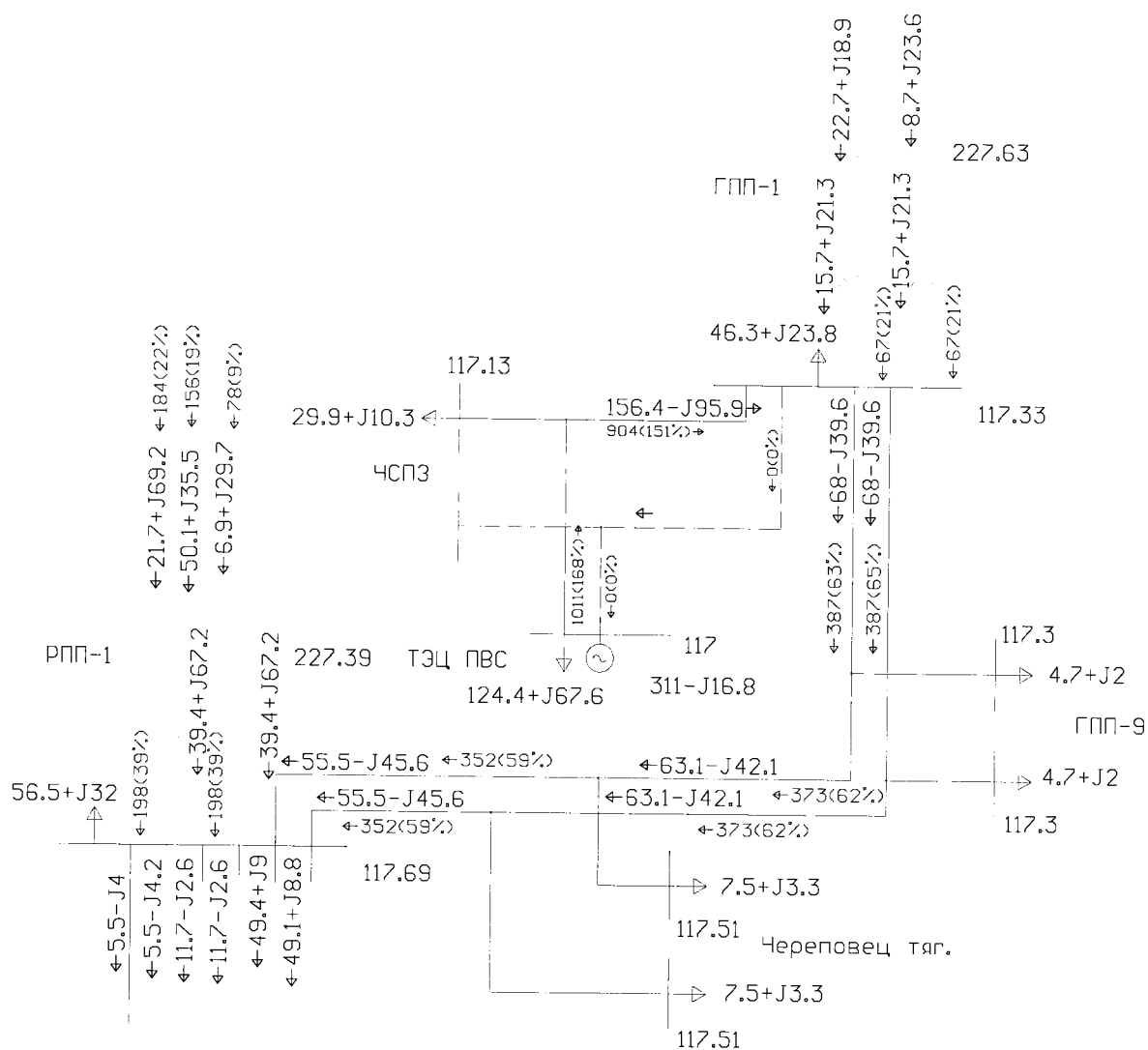


Рисунок 58 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Станционная-1 в режиме летнего максимума 2021 года

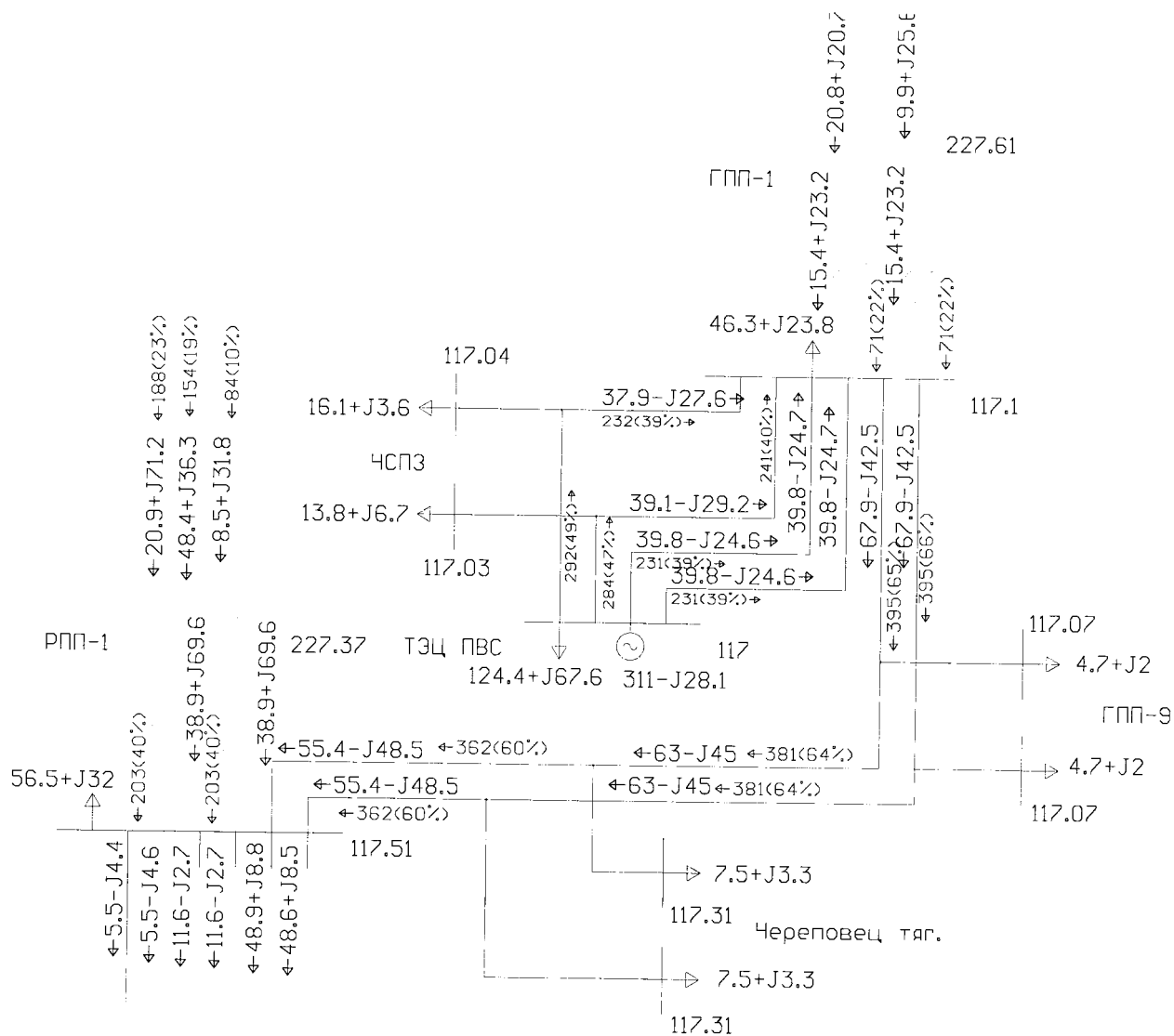


Рисунок 59 – Нормальный режим летнего максимума 2017 года с учетом сооружения двух ВЛ 110 кВ Станционная 3,4.

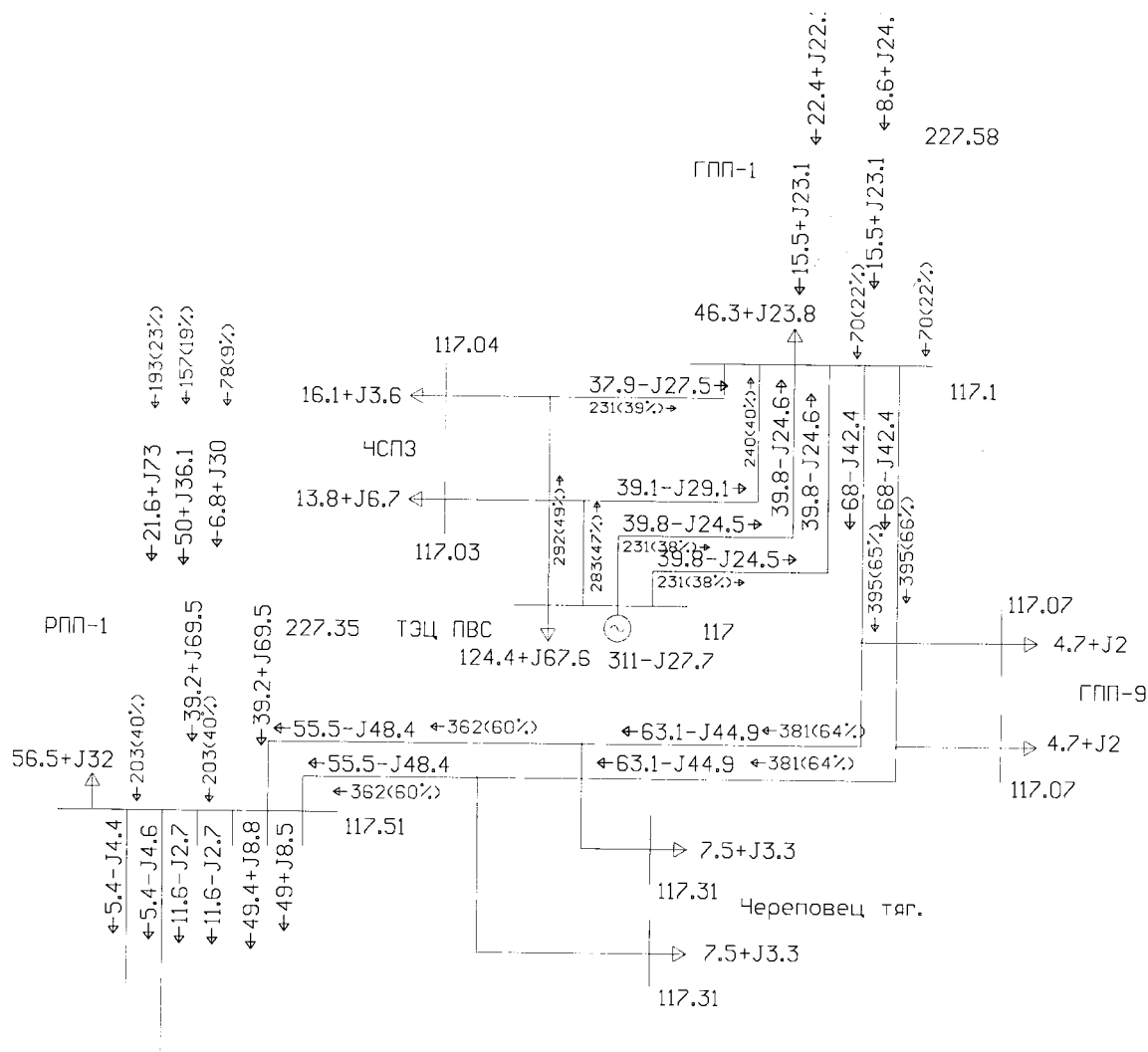


Рисунок 60 –Нормальный режим летнего максимума 2021 года с учетом сооружения двух ВЛ 110 кВ Станционная 3,4.

### **ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь с отпайками**

При рассмотрении ремонтных и послеаварийных режимов с полной выдачей мощности ТЭЦ ПВС выявлена перегрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь с отпайками (приложения 31, 60, 62, 64, 66, 68, 69, 71, 73, 75 ), а также оборудования подстанций. В таблице 116 представлена загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь с отпайками в нормальных, аварийных режимах 2017-2021 гг.

Для снятия ограничений мощности станции в ремонтных и послеаварийных режимах рекомендуется разработать схему выдачи мощности ТЭЦ ПВС. В качестве одного из вариантов СВМ предлагается выполнить реконструкцию двухцепной ЛЭП с заменой провода не менее, чем на АС-330 с допустимым током летом 730 А, зимой 942 А. На основании результатов выполненных расчетов

и таблицы 3.9 рекомендуется произвести замену разъединителей, ВЧ заградителей и трансформаторов тока в ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ РПП-1 на отходящих от данных подстанций ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь с отпайками, а также разъединителя в ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-1 на присоединении ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 II цепь с отпайками. С учётом времени продолжительности проектирования и строительства срок завершения реализации вышеперечисленных мероприятий определяется началом 2019 г.

В качестве временного мероприятия до завершения реконструкции, необходима к 2017 г. установка АОПО для снятия перегрузки провода ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь с отпайками в ремонтных и послеаварийных режимах с действием на разгрузку станции.

Таблица 116 – Загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь с отпайками

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП					
	ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от ПС 220 кВ РПП-1 до отп. на ГПП-9 ЧМРЭС)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от отп. на ГПП-9 ЧМРЭС до ПС 220 кВ ГПП-1)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 2)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		787		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (787)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (787)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (787)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		610		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (610)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (610)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (610)	
	А	%	А	%	А	%
Зимний максимум 2017 г. Нормальный режим (приложение 2)	350	58	378	48	378	63
Зимний максимум 2017 г. Отключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 29)	-	-	-	-	700	117
Зимний максимум 2017 г. Отключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 62)	641	107	700	89	-	-
Зимний максимум 2018 г. Нормальный режим (приложение 6)	350	58	378	48	378	63
Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1)	-	-	-	-	699	117



Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП					
	ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от ПС 220 кВ РПП-1 до отп. на ГПП-9 ЧМРЭС)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от отп. на ГПП-9 ЧМРЭС до ПС 220 кВ ГПП-1)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 II цепь с отпай- ками (ВЛ 110 кВ Коль- цевая 2)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t = -5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		787		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС- 240/39 (787)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (787)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (787)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t = +25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		610		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС- 240/39 (610)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (610)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (610)	
	А	%	А	%	А	%
(приложение 63)						
Зимний максимум 2018 г. От- ключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 64)	641	107	699	89	-	-
Зимний максимум 2019 г. Нор- мальный режим (приложение 10)	353	59	381	48	381	63
Зимний максимум 2019 г. От- ключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 65)	-	-	-	-	704	117
Зимний максимум 2019 г. От- ключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 66)	646	108	704	89	-	-
Зимний максимум 2020 г. Нор- мальный режим (приложение 14)	352	59	381	48	381	63
Зимний максимум 2020 г. От- ключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 67)	-	-	-	-	703	117
Зимний максимум 2020 г. От- ключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 68)	645	108	703	89	-	-
Зимний максимум 2021 г. Нор- мальный режим (приложение 18)	352	59	380	48	380	63
Зимний максимум 2021 г. От- ключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 58)	-	-	-	-	703	117
Зимний максимум 2021 г. От- ключение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 69)	645	107	703	89	-	-

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП					
	ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от ПС 220 кВ РПП-1 до отп. на ГПП-9 ЧМРЭС)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от отп. на ГПП-9 ЧМРЭС до ПС 220 кВ ГПП-1)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 II цепь с отпай- ками (ВЛ 110 кВ Коль- цевая 2)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		787		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС- 240/39 (787)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (787)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (787)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		610		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС- 240/39 (610)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (610)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС-240/39 (610)	
	А	%	А	%	А	%
Летний максимум 2017 г. Нор- мальный режим (приложение 4)	378	63	392	64	392	65
Летний максимум 2018 г. Нор- мальный режим (приложение 8)	380	63	394	65	394	66
Летний максимум 2019 г. Нор- мальный режим (приложение 12)	383	64	396	65	396	66
Летний максимум 2020 г. Нор- мальный режим (приложение 16)	382	64	396	65	396	66
Летний максимум 2021 г. Нор- мальный режим (приложение 20)	380	63	394	65	394	66
Летний максимум 2017 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 30)	-	-	-	-	715	119
Летний максимум 2017 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 31)	686	114	715	117	-	-
Летний максимум 2018 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 70)	-	-	-	-	719	120
Летний максимум 2018 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 71)	690	115	719	118	-	-
Летний максимум 2019 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 72)	-	-	-	-	722	120
Летний максимум 2019 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 73)	693	116	722	118	-	-
Летний максимум 2020 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 74)	-	-	-	-	722	120

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП					
	ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от ПС 220 кВ РПП-1 до отп. на ГПП-9 ЧМРЭС)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1) (от отп. на ГПП-9 ЧМРЭС до ПС 220 кВ ГПП-1)		ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 II цепь с отпай- ками (ВЛ 110 кВ Коль- цевая 2)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		787		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС- 240/39 (787)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (787)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (787)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	600		610		600	
	ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), провод ВЛ АС- 240/39 (610)		ПС 220 кВ ГПП-1 – разъед. (1000), ВЧЗ(1000), ТТ (1000), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (610)		ПС 220 кВ РПП-1 – разъед. (600), ВЧЗ(600), ТТ (600), выкл.(2000), про- вод ВЛ АС-240/39 (610)	
	А		%		А	
Летний максимум 2020 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 75)	693		116		-	
Летний максимум 2021 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 I цепь с отп. (Кольцевая 1) (приложение 59)	-		-		718	
Летний максимум 2021 г. Отклю- чение ВЛ 110 кВ ГПП-1 – РПП-1 II цепь с отп. (Кольцевая 2) (приложение 60)	701		117		-	

### ВЛ 110 кВ Тарнога – НПС

Максимальная нагрузка ВЛ 110 кВ Тарнога – НПС достигается в летний максимум 2017-2021 г. при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Заовражье – РП Красавино I цепь с отпайкой на ПС Приводино и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Заовражье – Красавино II цепь с отпайкой на ПС Приводино, и составляет 57-58 А (19%). В соответствии с ИП Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологда-энерго» на 2016-2020 гг. до 2019 г. планируется проведение реконструкции ВЛ 110 кВ Тарнога – НПС с заменой провода и опор в связи с техническим состоянием. Увеличение сечения провода не требуется согласно представленным режимам

ВЛ 110 кВ Тарнога – НПС, 3.2, 3.8, 4.4, 5.0, 6.0

#### **4.2.4 Анализ загрузки сети 35 кВ**

##### **ВЛ 35 Дымково-Благовещенье**

В перспективе до 2020 года планируется ввод новых объектов в районе ПС 35 кВ Благовещенье, Дружба, Золотавцево и суммарная потребляемая мощность на этих подстанциях с учётом новых потребителей составит порядка 5 МВА. Для обеспечения надежного питания потребителей планируется в 2020 г. ввести ВЛ 35 Дымково-Благовещенье. В таблице 117 приведена нагрузка подстанций 35 кВ Благовещенье, Золотавцево, Дружба, предоставленная Филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».

На рисунках 61-64 приведены нормальные режимы зимнего максимума 2020 года и аварийное отключение ВЛ 35 кВ Великий Устюг-Золотавцево без учета и с учетом сооружения ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье. При отсутствии ВЛ 35 Дымково-Благовещенье и аварийном отключении питающей данный район ВЛ 35 кВ Великий Устюг-Золотавцево, потребуется ограничение нагрузки потребителей, рассчитывающейся исходя из пропускной способности резервной ВЛ 6 кВ Бурдино (98 А, 1,07 МВА). Таким образом, величина ограничения нагрузки потребителей транзита 35 кВ Великий Устюг-Благовещенье составит порядка 3,93 МВА. Строительство ВЛ 35 Дымково-Благовещенье с проводом АС-50, снимает ограничение потребителей в послеаварийном режиме (рисунок 62).

Таблица 117 – Прогнозируемая нагрузка зон ПС 35 кВ Благовещенье, Золотавцево, Дружба

Наименование потребителя	Нагрузка (МВА)				Загрузка трансформаторов в нормальном режиме, %	Загрузка трансформатора, когда второй в ремонте или аварийно отключился, %
	Существующая	Перспективная на период до 2020г.	Перспективная на период до 2020г. с учётом коэффициента одновременности 0,6 (значение ст. №3х0,6)	Расчётная нагрузка ПС в 2020 г. (значение ст.№2+значение ст.№4)		
1	2	3	4	5	6	
Зона ПС 35/10кВ Благовещенье						
Коммунально-бытовая нагрузка	0,17	0,43	0,26	0,43	23%	27%
Зона ПС 35/10 Дружба						
Коммунально-бытовая нагрузка	0,1	0,4	0,24	3,64	46%	0,91%
Ледовый Дворец на Вотчине Деда Мороза в г. Великий Устюг	-	3,0	1,8			
2я очередь Зоосада на Вотчине Деда Мороза в г. Великий Устюг	-	0,2	0,12			
Дворец Деда Мороза	-	0,2	0,12			
Парк развлечений Деда Мороза в г. Великий Устюг	0,6	1,1	0,66			
Зона ПС 35/10 кВ Золотавцево						
Коммунально-бытовая нагрузка (СП Юдинское)	0,12	0,5	0,3	0,92	28%	58/%
Северо-Западный микрорайон г. Великий Устюг	-	0,63	0,38			
Животноводческий комплекс крупного рогатого скота на 1200 голов в д. Афурино (СП Юдинское)	-	0,2	0,12			



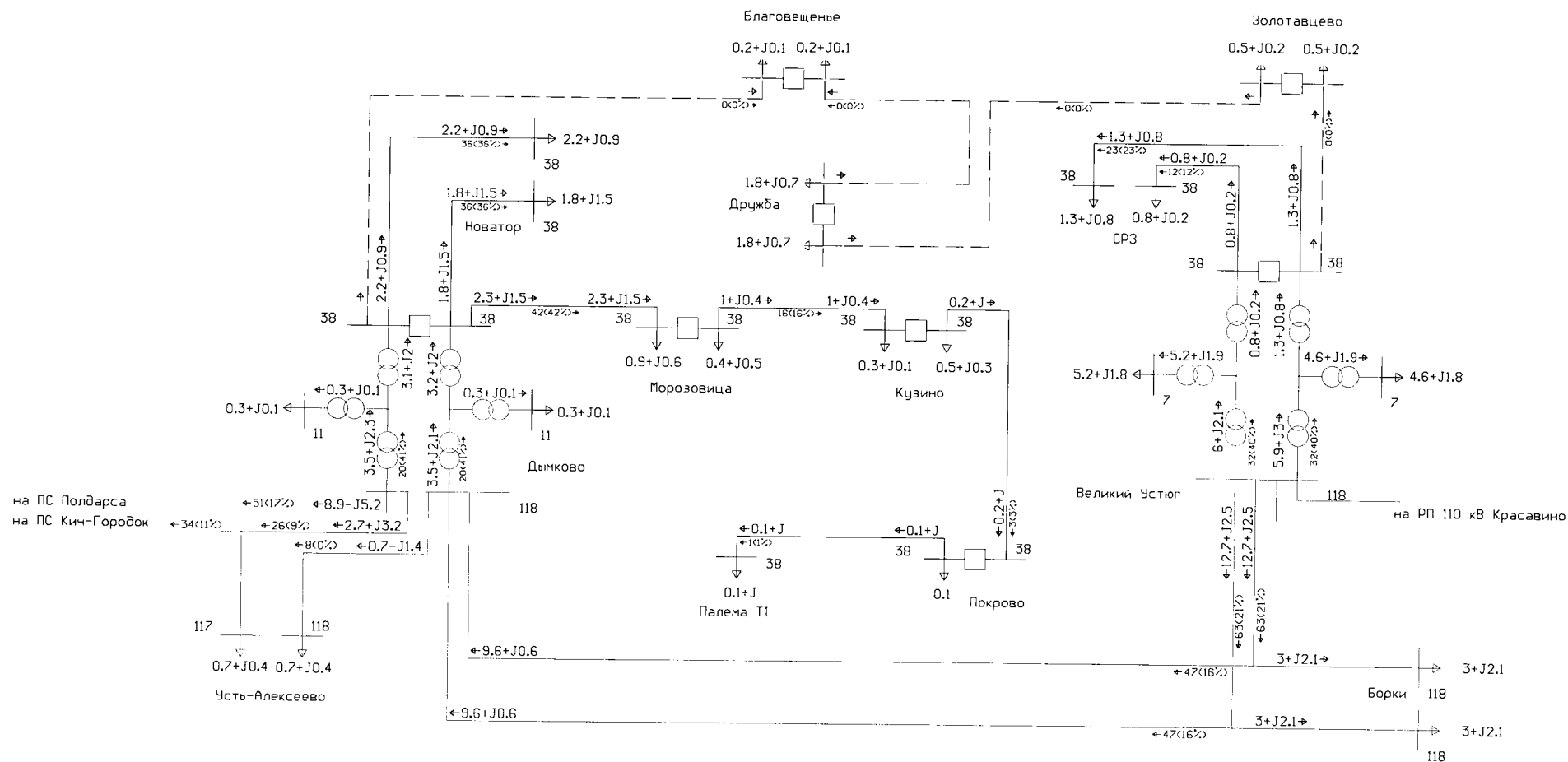


Рисунок 62 – Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Великий Устюг-Золотавцево в режиме зимнего максимума 2020 года без учета сооружения ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье

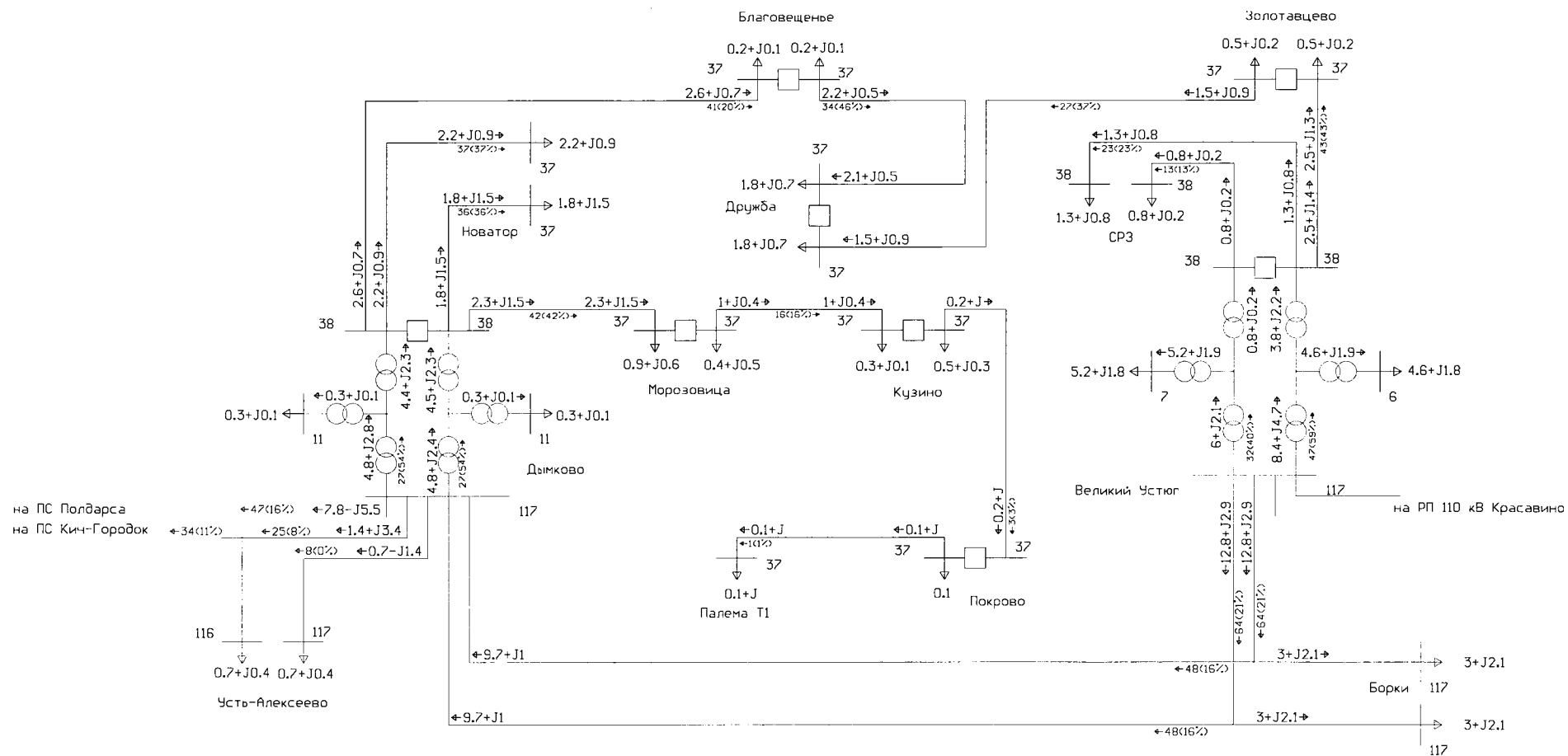


Рисунок 63 – Нормальный режим зимнего максимума 2020 года с учетом сооружения ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье



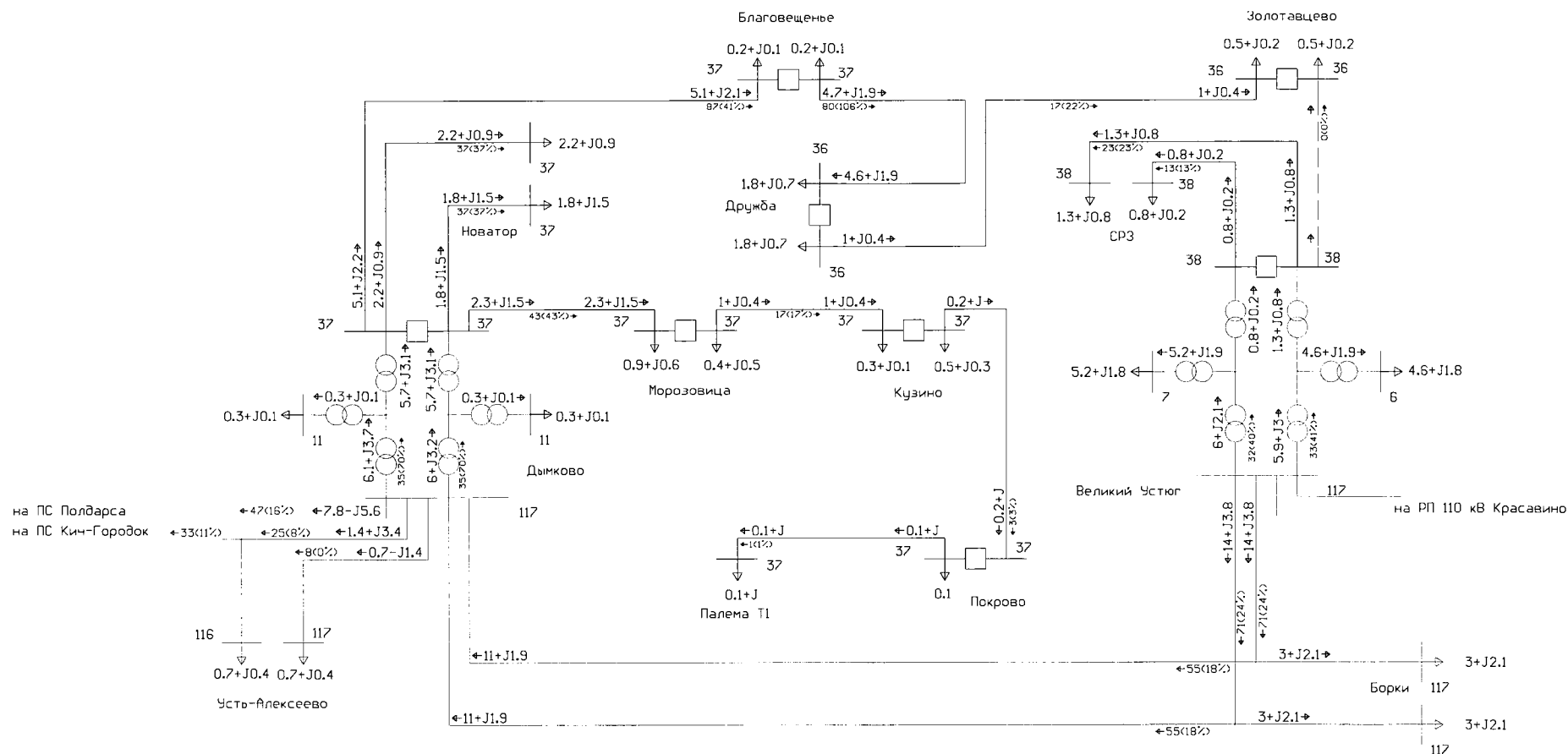


Рисунок 64 – Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Великий Устюг-Золотавцево в режиме зимнего максимума 2020 года с учетом сооружения ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье

### **ВЛ 35 кВ Северная-Маега с отпайкой на ПС Западная**

Режимы потокораспределения на 2017 г. выявили недостаточную пропускную способность существующей ВЛ 35 кВ Северная-Маега с отпайкой на ПС Западная. В связи с чем в работе рассмотрен вариант реконструкции сети 35 кВ, заключающийся в образовании захода ВЛ 35 кВ Северная-Маега с отпайкой на ПС Западная в ЗРУ 35 кВ ПС 110 кВ Западная после его реконструкции.

На рисунках 65-68 представлены нормальный и послеаварийный режимы потокораспределения в зимний максимум 2017 г., показывающие загрузку ВЛ 35 кВ Северная-Маега с отпайкой на ПС Западная до и загрузку уже двух ВЛ 35 кВ Западная-Маега и Западная-Северная после проведения реконструкции. Перегрузка по току ВЛ 35 кВ Северная-Маега с отпайкой на ПС Западная в послеаварийном режиме зимнего максимума 2017 г. с отключением ВЛ 35 кВ Восточная-Городская без учета реконструкция ЗРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Западная и без учета сооружения захода ВЛ 35 кВ Северная-Маега составляет 547 А или 128% от допустимого тока (рисунок 66). С учетом реконструкции ЗРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Западная и с учетом сооружения захода ВЛ 35 кВ Северная-Маега в 2017 г., загрузка ВЛ 35 кВ Западная-Северная на пределе 491 А или 98% от допустимого тока (рисунок 68).

Следует отметить, что нагрузки подстанций транзита 35 кВ Западная-Восточная, принятые согласно отчётным данным ГП ВО «Областные электротеплосети», трансформаторы подстанций 35 кВ Северная и Городская загрузятся на рассматриваемый период до предела (10,4 МВА на подстанции Северная, 16,4 МВА – на ПС Городская), отсутствует резерв для подключения перспективных потребителей. За пределами рассматриваемого периода (за 2021 годом) планируется перевод ПС 35 кВ Северная и Городская на напряжение 110 кВ.





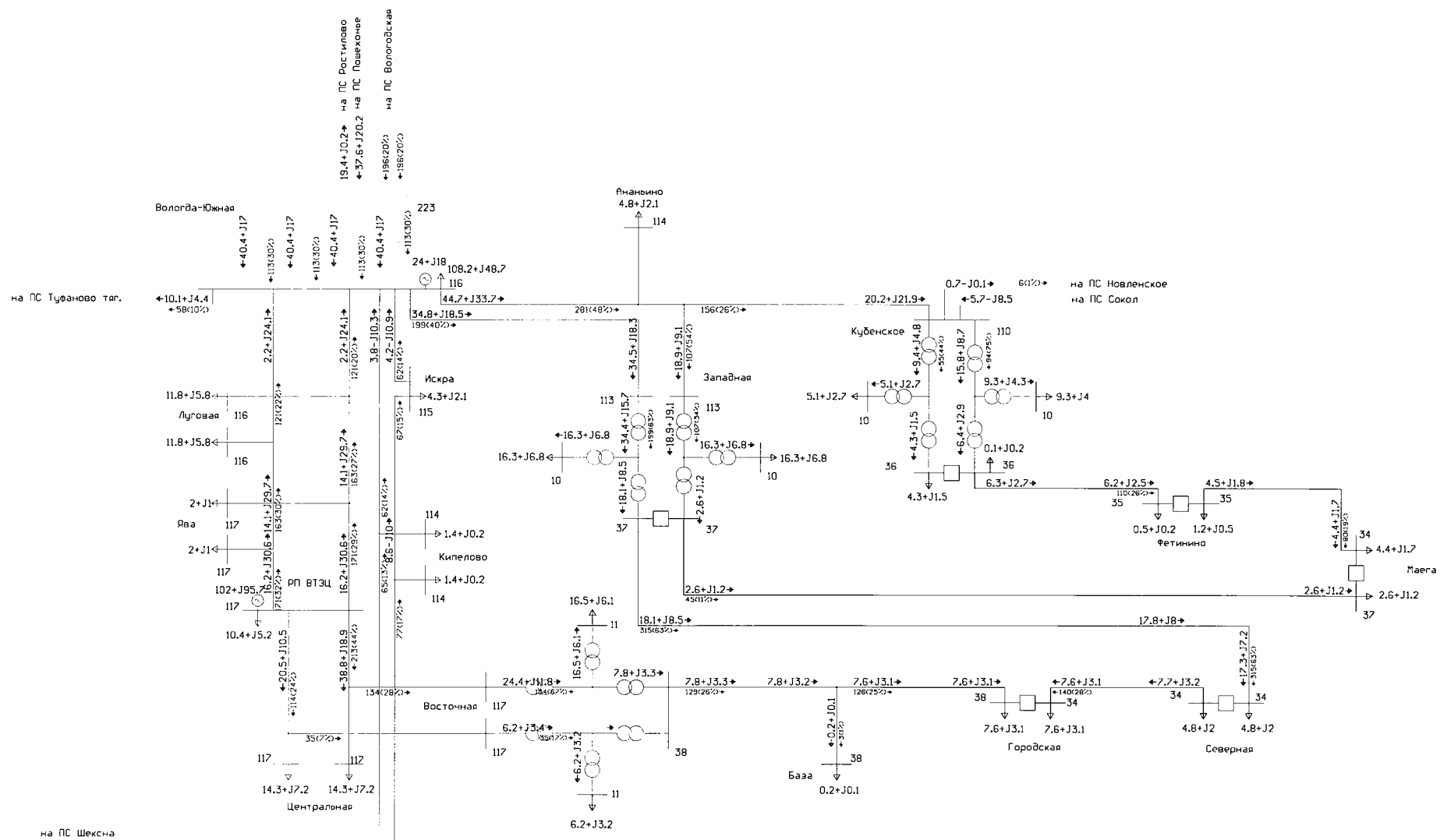


Рисунок 67 - Нормальный режим зимнего максимума 2017 г. с учетом реконструкции ЗРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Западная

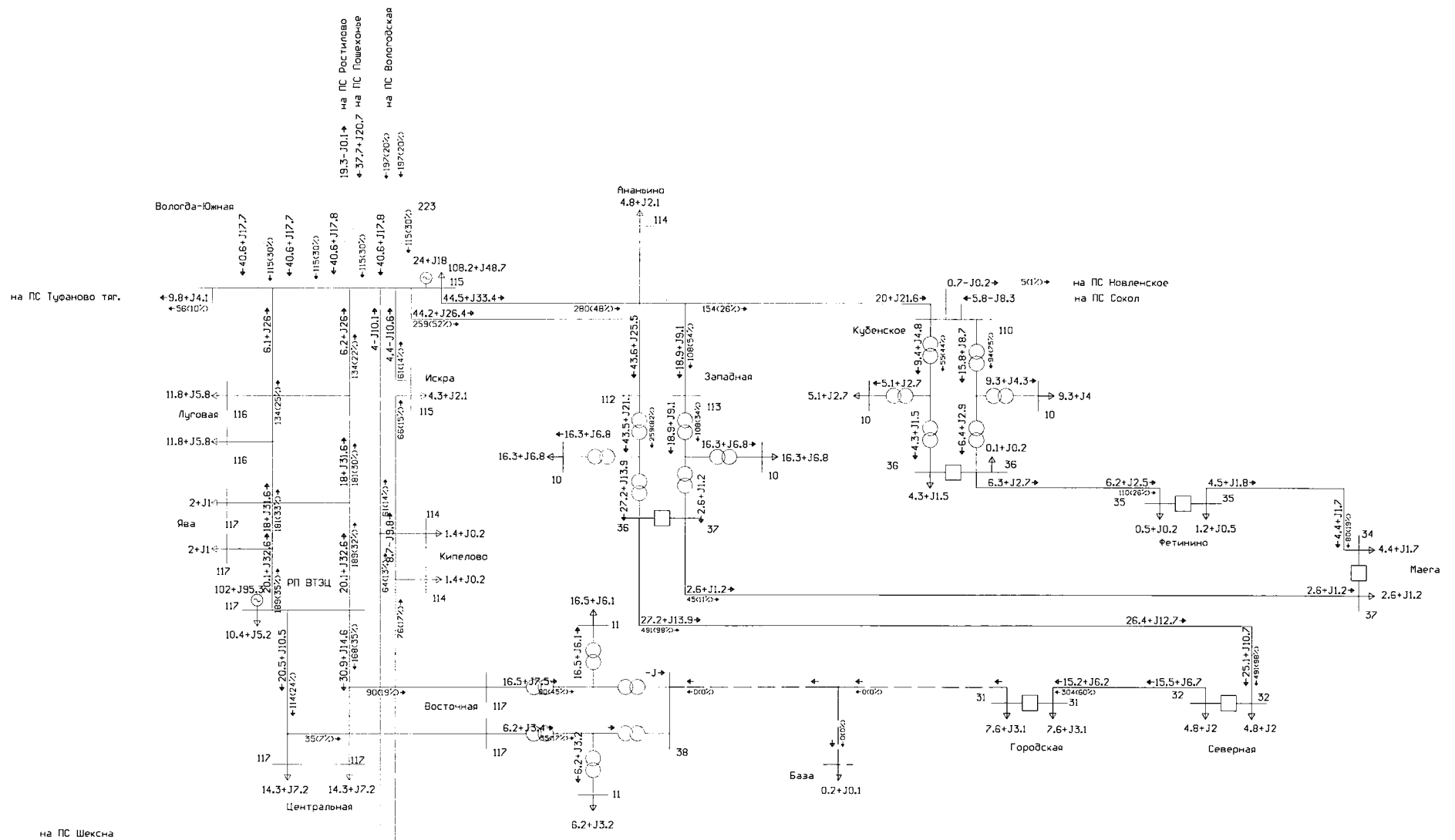


Рисунок 68 – Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Восточная-Городская в режиме зимнего максимума 2017 г. с учетом реконструкции ЗРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Западная

#### **4.2.5 Расчет токов короткого замыкания**

Расчеты токов трехфазных и однофазных коротких замыканий в настоящей работе выполнены для определения перспективных уровней токов к.з. в сетях 110 кВ и выше Вологодской энергосистемы в целях:

- проверки соответствия коммутационного оборудования, установленного в РУ действующих электросетевых объектов, расчетным значениям токов к.з.;
- определения параметров нового оборудования;
- разработки мероприятий по ограничению токов к.з.

В таблице 118 представлены токи короткого замыкания на 2017 год и на 2021 год с учетом сложившейся перспективы.

Таблица 118 – Токи короткого замыкания на 2017 и 2021 годы

№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> , кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
	Вологодское ПМЭС							
1	ПС Белозерская РУ 750 кВ	HPL-800 В-4-40/3150	3	50	16,8	15,6	16,8	15,6
		HPL-800 В-4	1	40				
2	ПС Белозерская РУ 500 кВ	HPL-550 В2	3	50	21,3	21,4	21,3	21,4
		HPL-550 В2	5	31,5				
3	ПС Белозерская РУ 220 кВ	HPL-245 В1	7	50	24,7	25,1	24,8	25,2
4	ПС Череповецкая РУ 500 кВ	ВВ-500-20/2000	4	20	17,6	16,4	17,6	16,4
		ВВ-500Б-31,5/2000	1	31,5				
5	ПС Череповецкая РУ 220 кВ <sup>*)</sup>	ВВБ-220Б-31,5/2000	11	31,5	26	29,0	33,8	39
		ВВН-220-15-20/2000	7	40				
		ВВБК-220Б-56/3150	4	56				
6	ПС Вологодская РУ 500 кВ	ВВ-500Б-31,5/2000	5	31,5	11,8	10,4	11,8	10,4
7	ПС Вологодская РУ 220 кВ	ВВБ-220Б-31,5/2000	10	31,5	18,8	20,6	18,8	20,6
8	ПС Первомайская РУ 220 кВ	HPL-245	3	50	8,5	7,5	8,5	7,5
9	ПС Зашекснинская РУ 220 кВ	GL-314	2	50	6	4,3	6	4,3
					6,3	4,2	6,3	4,2
10	ПС Зашекснинская РУ 110 кВ	МКП-110Б	1	20	3,7	4	3,7	4
		ВМТ-110	2	25	3,7	4	3,7	4
11	ПС РПП-1 РУ 220 кВ	В105-СВ	6	40	26,4	26,8	27,2	27,5
12	ПС РПП-1 РУ 110 кВ	У-110-2000	17	40	29,1	34,3	29,3	34,5
		ВМТ-110Б-40	2	40				
13	ПС РПП-2 РУ 220 кВ	HPL-245В1	22	40	30,8	36,2	31,5	36,9
14	ПС Вологда Южная РУ 220 кВ	В105-СВ	8	40	16,1	15,7	16,1	15,7
15	ПС Вологда Южная РУ 110 кВ	У-110-2000	20	40	19,9	22,9	19,9	22,9
16	ПС Ростилово РУ 220 кВ	У-220Б-25/1000	4	25	8,3	7,1	8,3	7,1
17	ПС Ростилово РУ 110 кВ	МКП-110Б-1000/20	6	20	11,5	12,2	11,5	12,2
		LTV-145D1/В	2	40				
18	ПС Сокол РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	6,6	5,6	6,6	5,6
19	ПС Сокол РУ 110 кВ	МКП-110Б-1000/20	18	20	9,8	11,5	9,9	11,5
	ФОСАГРО							
20	ПС ГПП-1 РУ 220 кВ	HPL245В1	2	50	13,8	10,4	17,4	12,3
21	ПС ГПП-3 РУ 220 кВ	HPL245В1	2	50	15,8	12,6	20,8	15,7
22	ПС ГПП-5 РУ 220 кВ	HPL245В1	4	50	11,2	8,1	12,4	8,6
					20,3	16,3	20,5	16,4



№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> , кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
					20,7	17,3	21	17,5
23	ПС ГПП-5А РУ 220 кВ	HPL245B1	2	50	11,8	8,4	13,1	8,9
					20,7	17,3	21	17,4
<b>МРСК</b>								
25	ПС Великий Устюг РУ 110 кВ	МКП-110/630	7	20	4,2	3,8	4,2	3,8
26	ПС Дымково РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	9	25	4	3,5	4	3,5
27	ПС Приводино РУ 110 кВ	LTV-145D1/В-31,5	2	31,5	4,7	4	4,7	4
28	ПС Кич-Городок РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	2	25	2	1,6	2	1,6
		HLD-145/1250	3	25				
29	ПС Никольск РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	2	25	2,1	2	2,1	2
		HLD-145/1250	3	25				
30	ПС НПС РУ 110 кВ	ММО-110/1250	3	н/д	2	1,8	2	1,8
		LTV-145D1/В-40	2	40				
31	ПС Красавино РУ 110 кВ	LTV 14501/В, 2500 А	5	н/д	5	5,4	5	5,4
32	ПС Поддарса РУ 110 кВ	LTV-145D1/В-40	1	40	2,2	1,8	2,2	1,8
33	ПС Усть-Алексеево РУ 110 кВ	LTV-145D1/В-31,5	2	31,5	1,8	1,1	1,8	1,1
					2,3	1,6	2,3	1,6
34	ПС Борки РУ 110 кВ	КЗ-110	2		4,1	3,6	4,1	3,6
		ОД-110/600	2					
35	ПС Калинино РУ 110 кВ	ВБ-110 II-40/2500	4	40	2,2	2	2,2	2
36	ПС Зеленцово РУ 110 кВ	HLD-145/1250	1	25	1,9	1,5	1,9	1,5
		КЗ-110	2					
		ОД-110/600	2					
37	ПС Вострое РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	1	25	2	1,6	2	1,6
		КЗ-110	2					
		ОД-110/600	2					
38	ПС Ананьино РУ 110 кВ	ОД-110	1		10,3	8,3	10,3	8,3
		КЗ-110	1					
39	ПС Биряково РУ 110 кВ	ВГТ-110	3	40	2,5	1,84	2,5	1,84
40	ПС Вожега РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	2,2	2	2,2	2
		ОД-110	2		1,5	1,3	1,5	1,3
		КЗ-110	2					
41	ПС Воробьево РУ 110 кВ	ВМТ-110	1	25	2,9	2,4	2,9	2,4
		ОД-110	1					
		КЗ-110	1					
42	ПС Восточная РУ 110 кВ	ОД-110/630	2		11,3	9,9	11,3	9,9
		КЗ-110	2		11,3	9,9	11,3	9,9

№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> , кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
43	ПС Вохтога Р РУ 110 кВ	ЗАР1FJ-145/ЕК	1	20	4,8	4,2	4,8	4,2
		ОД-110	2					
		КЗ-110	2					
44	ПС ГДЗ РУ 110 кВ	ОД-110	2		7,9	7,2	7,9	7,2
		КЗ-110	2					
45	ПС Грязовец РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	5	25	9,7	9	9,7	9
		МКП-110	5	20				
45	ПС Жернаково РУ 110 кВ	ОД-110\630	1		5	3,8	5	3,8
		КЗ-110	1					
46	ПС Западная РУ 110 кВ	ВГТ-110	1	40	7,6	5,6	7,6	5,6
		ОД-110\600	1		7,5	5,5	7,5	5,5
		КЗ-110	1					
47	ПС Кадников РУ 110 кВ	LTV 145D1	2	40	5,3	4,4	5,3	4,4
					4,7	3,7	4,7	3,7
48	ПС Кипелово Р РУ 110 кВ	У-110	3	40	4,7	4,4	4,7	4,4
		ОД-110\630	2		5	4	5	4
		КЗ-110	2					
49	ПС Кубенское РУ 110 кВ	ВМТ110Б	6	25	6,2	4,9	6,2	4,9
50	ПС Луговая РУ 110 кВ	ОД-110\630	2		12,4	10,3	12,4	10,3
		КЗ-110	2					
51	ПС Нефедово РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	2,8	2,5	2,8	2,5
		ОД-110	1					
		КЗ-110	1					
52	ПС Новленское РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	3,4	3,1	3,4	3,1
		ОД-110	2					
		КЗ-110	2					
53	ПС Плоское РУ 110 кВ	ОД-110\630	1		7,3	5,2	7,3	5,2
		КЗ-110	1					
54	ПС Пундуга РУ 110 кВ	ОД-110\630	1		2,3	2,3	2,3	2,3
		КЗ-110	1					
55	ПС Сямжа РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	2,2	1,8	2,2	1,8
		ОД-110\2000	2					
		КЗ-110	2					
56	ПС Харовск-районная РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	3	25	3,5	4,3	3,5	4,3
		LTV145D1/B	1	40	3,5	4,2	3,5	4,2
		Siemens 3AP1 FG	2	31,5				
57	ПС Центральная РУ 110 кВ	LTV-145	3	40	10	7,8	10	7,8
					10	7,9	10	7,9

№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> , кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
58	ПС Чекшино РУ 110 кВ	ОД-110	1		3,5	2,7	3,5	2,7
		КЗ-110	1					
59	ПС Шуйское РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,4	1,1	1,4	1,1
60	ПС Кириллов РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	5	25	2,4	2,4	2,4	2,4
		ВГТ-110П-40	1	40				
61	ПС Коварзино РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	1	25	1,8	1,5	1,8	1,5
		ОДЗ-1-110/1000	1		1,5	1,4	1,5	1,4
		КЗ-110У1	1					
62	ПС Вашки РУ 110 кВ	ОДЗ-1-110/1000	2		1,3	1,2	1,3	1,2
		КЗ-110У1	2		1,1	1,1	1,1	1,1
63	ПС Белоусово РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	8	25	1,4	1,7	1,4	1,8
64	ПС Мегра РУ 110 кВ	ВГТ-110 П-40/2500	1	40	1,4	1,2	1,4	1,2
65	ПС Ангушево РУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В-25	3	25	2,9	2,4	2,9	2,4
66	ПС Белозерск РУ 110 кВ	ВГТ-40-2500	3	40	2,6	2,2	2,6	2,2
67	ПС Восточная РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	4	25	1,3	1,4	1,3	1,4
68	ПС Андома РУ 110 кВ	ВГТ-110П-40/2500	3	40	1	1	1	1
69	ПС Бечевинка РУ 110 кВ	ВМТ-110<-25/1250	1	25	3,5	2,5	3,5	2,5
70	ПС Ферапонтово РУ 110 кВ	ВМТ-110<-25/1250	2	25	2,3	2,2	2,3	2,2
					1,8	1,8	1,8	1,8
71	ПС Никольский Торжок РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	2	25	1,7	1,6	1,7	1,6
		ВГТ-110 П-40/2500	2	40	2,5	2,4	2,5	2,4
72	ПС Устье РУ 110 кВ	ВГП-110	1	40	1	1	1	1
73	ПС Тотьма-1 РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	1	н/д	2,5	1,8	2,5	1,8
		ЛТВ-127/3150	2	н/д				
74	ПС Погорелово РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	8	н/д	2,9	2,4	2,9	2,4
75	ПС Бабушкино РУ 110 кВ	ЛТВ-127/3150	3	н/д	2,1	1,5	2,1	1,5
76	ПС Тарнога РУ 110 кВ	МКП-110/630	4	н/д	2,5	2,1	2,5	2,1
77	ПС Верховажье РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	3	н/д	2,3	1,8	2,3	1,8
78	ПС Чушевицы РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	1	н/д	1,9	1,7	1,9	1,7
		ОДЗ-1-110/1000	2					
		КЗ-110У1	2					
79	ПС Тотьма-2 РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	8	н/д	2,6	2	2,6	2
80	ПС В Спасский Погост РУ 110 кВ	ОДЗ-1-110/1000	1		2,5	1,9	2,5	1,9
		КЗ-110У1	1					
81	ПС Царева РУ 110 кВ	ОДЗ-1-110/1000	1		2,4	1,8	2,4	1,8
		КЗ-110У1	1					

№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> , кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
82	ПС Власьевская РУ 110 кВ	ОДЗ-1-110/1000	2		2,2	1,7	2,2	1,7
		КЗ-110У1	2					
83	ПС Ляменьга РУ 110 кВ	ОДЗ-1-110/1000	1		1,8	1,3	1,8	1,3
		КЗ-110У1	1					
84	ПС Рослятино РУ 110 кВ	ЗАРІ-DTC-126 1250 А	3	н/д	1,7	1,2	1,7	1,2
85	ПС Заягорба РУ 110 кВ	LTV-145/3150/40	2	40	12,3	8,4	12,3	8,4
					11,5	7,4	11,5	7,4
86	ПС Анисимово РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250/25	1	25	1,7	1,6	1,7	1,6
		LTV-145/3150/40	2	40				
87	ПС Бабаево РУ 110 кВ	ВМТ-110Б/1250/25	7	25	2,8	3	2,8	3
88	ПС Желябово РУ 110 кВ	ОД-110	2		1,6	1,4	1,6	1,4
		КЗ-110	2					
89	ПС Загородная РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250/25	2	25	10,9	7,4	10,9	7,4
90	ПС Заполье РУ 110 кВ	ОД-110	1		3,4	2,8	3,4	2,8
		КЗ-110	2					
		ОДЗ-110	1					
91	ПС Избоищи РУ 110 кВ	ОД-110	1		0,8	0,8	0,8	0,8
		КЗ-110	1					
92	ПС Енюково РУ 110 кВ	LTV-145	2	40	9,2	5,9	9,3	5,9
93	ПС Кадуи РУ 110 кВ	ВМТ-110Б/1250/25	2	25	7,8	6,3	7,8	6,3
94	ПС Климовское РУ 110 кВ	LTV-145	2	40	7,9	4,9	7,9	4,9
95	ПС Коротово РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250/25	3	25	3,2	2,5	3,2	2,5
96	ПС Нелазское РУ 110 кВ	ОД-110	2		9,9	6,2	9,9	6,2
		КЗ-110	2					
97	ПС Нифантово РУ 110 кВ	LTV-145/3150/40	2	40	8,5	7,3	8,5	7,3
98	ПС Новые Углы РУ 110 кВ	ОД-110	2		12,5	8,5	12,5	8,5
		КЗ-110	2					
99	ПС Петриневе РУ 110 кВ	HLD-145/1250/25	2	25	7,7	5	7,7	5
		LTV-145	2	40				
100	ПС Покровское РУ 110 кВ	HLD-145/1250/25	1	25	0,9	0,9	0,9	0,9
		ОД-110	1					
		КЗ-110	1					
101	ПС Поселковая РУ 110 кВ	ОД-110	2		8,4	8	8,4	8
		КЗ-110	2					
102	ПС Суда РУ 110 кВ	МКП-110М/630/20	4	20	10,5	7,3	10,5	7,3

№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> , кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
103	ПС Устюжна РУ 110 кВ	ВМТ-110Б/1250/25	2	25	1,4	1,3	1,4	1,3
		У-110/2000/40	3	40				
		МКП-110М/630/20	4	20				
		ВМТ-110Б/1250/25	2	25				
104	ПС Чагода РУ 110 кВ	ЛТВ-145D1/В/3150/40	8	40	0,8	0,8	0,8	0,8
					1,4	1,4	1,4	1,4
105	ПС Шексна РУ 110 кВ	МКП-110Б/630/20	10	20	9,3	9,3	9,3	9,3
106	ПС Подборовье РУ 110 кВ	ВМТ-110Б/1250/25	8	25	4,2	3,6	4,2	3,6
107	ПС РП ВТЭЦ РУ 110 кВ	ЛТВ-145	5	40	12,3	11,5	12,3	11,5
108	ПС Никольский Погост РУ 110 кВ	ВМТ110Б	3	25	2,9	3	2,9	3
109	ПС Стеклозавод РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	0,7	0,7	0,7	0,7
					1,3	1,3	1,3	1,3
110	ПС Батран РУ 110 кВ	ОД-110	2		2,1	1,5	2,1	1,5
		КЗ-110	2					
111	ПС Приводино РУ 110 кВ	н/д	н/д		4,7	4	4,7	4
<b>ПАО Северсталь</b>								
112	ПС ГПП-6 РУ 220 кВ	ВМТ-220Б-40/2000-УХЛ1	2	40	9,8	8,7	11,3	9,8
					16,9	14,8	17	14,9
113	ПС ГПП-7 РУ 220 кВ	ВГ-220-40/2000-УХЛ4	6	40	23,2	23,5	23,6	23,8
		ВГГК 1-220-40/2000-УХЛ4	2	40				
		ВГ-220-2000	1	н/д				
114	ПС ГПП-7А РУ 220 кВ	КЗ-220-УЗ	2		21,7	20,4	22	20,6
114 а	ГПП-2 110 кВ	н/д	н/д	н/д	17,9	15,0	18,0	15,0
115	ПС ГПП-11 РУ 220 кВ	КЗ-220-УЗ	5		9,7	8,1	10,5	8,6
					20,1	16,2	20,4	16,3
					20,1	16,2	20,4	16,3
116	ПС ГПП-7Б РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	21,7	20,4	22	20,6
117	ПС ГПП-14 РУ 220 кВ	НРЛ 245В1	4	н/д	17,6	15,4	17,7	15,5
118	ПС ГПП-12 РУ 220 кВ	ОД-220-М-600	3		9,8	8,8	11,4	9,9
		КЗ-220 М	3		16,7	14,7	16,9	14,8
119	ПС ГПП-3А РУ 220 кВ	ВГБУ-220 II*- 40/2000-У1	2	40	18,8	18,1	19	18,3
					18,6	18,6	18,8	18,8
120	ПС ГПП-1 РУ 220 кВ	В105-СВ	5	50	20,5	18,5	20,7	18,6
121	ПС ГПП-1 РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	28,6	30,1	28,7	30,2
123	ПС ГПП-3 РУ 220 кВ	ВГБУ-220.II*- 40/2000-У1	6	40	18,8	18	19	18,2
					18,8	18,1	19	18,3
					18,6	18,6	19	18,9

№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> , кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
					18,6	18,1	18,8	18,8
123	ПС ГПП-3 РУ 110 кВ	ВБГУ-110 П-40/2000-У1	2	40	21,9	21,1	22	21,1
124	ТЭЦ ПВС РУ 110 кВ	LTV-145		40	26,7	27	26,8	27,1
125	ТЭЦ ЭВС-2 РУ 220 кВ	HPL-245B1	2	50	21	20,1	21,2	20,3
		ВВД-220Б	8	40				
ООО Энерготранзит Альфа								
126	ПС ГПП-2 РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	9,6	7,3	9,6	7,3
126а	ПС ГПП-1 РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	10,6	7	10,6	7
ОАО Северсталь-метиз								
127	ПС ГПП-4 РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	25,6	23,8	25,7	23,9
ООО Электротехснаб								
128	ПС Ява РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	9,7	7,3	9,7	7,3
Филиал ОАО ОГК-2 Череповецкой ГРЭС								
129	ПС ЧГРЭС РУ 220 кВ	У-220/2000-40	10	40	26	28,8	26	28,8
		242 PMR-40	1	40				
ОАО РусГидро								
130	ПС Шекснинская ГЭС РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	8,6	8,2	8,6	8,2
Вологодская дистанция СЖД								
131	ПС Кадниковский тяг РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	3,8	3,9	3,8	3,9
132	ПС Харовск тяг РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	4,3	4,2	4,3	4,2
133	ПС Харовск тяг РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	4	25	3,7	4,8	3,7	4,8
134	ПС Явенга тяг РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	4	4,1	4	4,1
135	ПС Явенга тяг РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	5	25	3,1	3,6	3,1	3,6
136	ПС Кипелово тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	5,2	5	5,2	5
137	ПС Тяшемля тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,9	2	1,9	2
138	ПС Туфаново тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	6,8	6,6	6,8	6,6
139	ПС Череповец тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	25,6	23,9	25,8	24
Буйская дистанция СЖД								
140	ПС Вохтога тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	5,1	4,9	5,1	4,9
Волховстроевская дистанция ОЖД								
141	ПС Октябрьская РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	24,8	26,5	24,9	26,5
142	ПС Октябрьская РУ 110 кВ	ВГТ-110	н/д	25	9	9,4	9	9,4
143	ПС Бабаево тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	2,8	3	2,8	3
144	ПС Уйта тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	4,4	4,6	4,4	4,6
ПС ОАО Сокольский ЦБК								
145	ПС Сокольский ЦБК РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-20/100У1	2	20	8,4	8,2	8,4	8,2
ПС ООО Сухонский ЦБК								
146	ПС Сухонский ЦБК РУ 110 кВ	ОД-110	2		6,8	5,4	6,8	5,4

№	Наименование ПС	Тип выключателя	Кол-во, шт	I <sub>ном откл</sub> кА	2017г.		2021г.	
					I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
		КЗ-110	2					
<b>МУП г. Череповца «Электросеть»</b>								
147	ГПП-9 РУ 110 кВ	LTV145D1/B	2	31,5	25,5	23,2	25,7	23,3
<b>Новые ПС</b>								
148	ПС Южная РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	3,6	4	3,6	4
149	ПС ИП Шексна РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	10,7	9,5	10,7	9,5
150	ПС Анненский мост РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	-	-	1	1,4
151	ПС Искра (ВЭС) РУ 110 кВ	LTV-145	н/д	40	7	5	7	5

Примечание \* – В настоящее время на ПС 500 кВ Череповецкая установлено 22 выключателя 220 кВ, 11 из которых имеют отключающую способность  $I_{откл} = 31,5$  кА. для исключения превышения токами КЗ коммутационной способности выключателей 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая выполнено временное решение по делению секций шин 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая (отключение СВВ 1-3 и СВВ 2-4) в нормальной схеме сети. При проведении расчетов в период до 2017г. принята разомкнутая работа шин 220 кВ. На уровне 2019г. в рамках работы «Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая» (ОАО «СевЗап НТЦ» ПЦ «Севзапэнергопроект») сооружается новое РУ 220 кВ на подстанции 500 кВ Череповецкая с установкой новых выключателей 220 кВ с отключающей способностью, соответствующей токам КЗ. При проведении расчетов на 2019-2021г. принята замкнутая работа шин 220 кВ, в результате чего токи КЗ значительно возросли. При раздельной работе шин на 2021 г. токи КЗ не превысят отключающую способность 31,5 кА.

Развитие электрических сетей с повышением их пропускной способности не приводит к существенному росту токов короткого замыкания. В таблице 119 приведено количество выключателей, подлежащих замене в период до 2021 года. Увеличение ТКЗ на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая вызвано изменением режима работы шин 220 кВ подстанции. С 2019 г. предусмотрен замкнутый режим в нормальной схеме после установки новых выключателей.

Таблица 119 – Количество выключателей 110 кВ и выше, подлежащих замене, шт.

Наименование	2017-2019г.	2019-2021г.	Всего до 2021г.,шт.
ПС 500 кВ Череповецкая			
РУ 220 кВ	11	-	11

В качестве временных мероприятий по ограничению токов КЗ до осуществления замены выключателей могут рассматриваться мероприятия схемного и режимного характера, а именно раздельная работа шин в нормальной схеме (ведет к ослаблению схемы и снижению надежности).

При выполнении конкретных проектов строительства, реконструкции и техперевооружения электросетевых объектов Вологодской энергосистемы уровни токов к.з. подлежат уточнению.



#### **4.3 Объемы строительства сетевых объектов и оценка капиталовложений**

Вводы электросетевых объектов, реконструкция и техперевооружение объектов 35-110 кВ и выше на территории Вологодской области представлены в таблице 120.

Капиталовложения в строительство объектов 220 кВ и выше определены в ценах 2000 года по сборнику «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» (2012г., СТО 56947007-29.240.124-2012) и пересчитаны в цены III квартала 2015 года с учетом коэффициентов, указанных в приложении 1 к письму № 25760-ЮР/08 Минстроя России от 13.08.2015 года (с учетом НДС).

Капиталовложения в строительство объектов 110 кВ определены в ценах 2000 года по «Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК»» (г. Москва, 2012г., Сб-МРСК-ВНД-80.01-12) и пересчитаны в цены в цены III квартала 2015 года с учетом коэффициентов, указанных в приложении 1 к письму № 25760-ЮР/08 Минстроя России от 13.08.2015 года (с учетом НДС).

Показатели объемов капиталовложений в новое строительство ЛЭП напряжением 35 кВ и выше Вологодской энергосистемы за период 2017-2021гг. представлены в таблице 121. Капиталовложения для сооружаемой ВЛ 750 кВ Ленинградская-Белоозерская не приводятся, поскольку согласно утвержденной ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2015-2019 гг. данный объект проектируется МЭС Северо-Запада.

Капиталовложения в техническое перевооружение и реконструкцию ЛЭП напряжением 35-110 кВ приведены в таблице 122.

Капиталовложения в техническое перевооружение и реконструкцию ПС 35 кВ и выше Вологодской энергосистемы приведены в таблицах 124-126.

Сводные показатели объемов капиталовложений в новое строительство и техническое перевооружение подстанций и ЛЭП напряжением 35-110 кВ и выше представлены в таблице 127.

Суммарные капвложения в развитие электрических сетей 35-110 кВ и выше на период 2017-2021 гг. в ценах на III квартал 2015 г. с учетом НДС составят 6,82 млрд. руб.

Таблица 120 – Объёмы строительства сетей 35 кВ и выше Вологодской области на период 2017-2021 гг.

№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Примечание
1.	Мероприятия, необходимые для технологического присоединения потребителей			
1.1.	Реконструкция ПС 220 кВ «Зашекснинская». Технологическое присоединение электроустановок ПАО "МРСК Северо-Запада"	2 элегазовых выключателя 110 кВ	Подключение двухцепной ВЛ 110 кВ Зашекснинская - Южная	Договор от 18.02.2013 № 22–2013–38/ТП–М1.
1.2.	Строительство ПС 110 кВ ИП Шексна	2х40 МВА, 7 элегазовых выключателей 110 кВ	Обеспечение питанием промышленных предприятий в Шекснинском районе, заявитель – ГУП «Вологда-облстройзаказчик».	Договор ТП №ВЭ2.6-13/0002 от 09.01.2013г. ИП Шексна.
1.3.	Строительство ПС 110 кВ Южная	2х32 МВА, 6 элегазовых выключателей 110 кВ	Подключение потребителей (приложение 1).	Схема подключения принята согласно ПСД. ТУ к заявке на ТП №1203_13 от 03.04.2013, ТУ к заявке на ТП №1204_13 от 03.04.2013, ТУ к заявке на ТП №1205_13 от 03.04.2013.
1.4.	Строительство ЛЭП 110 кВ Зашекснинская - Южная	двухцепная ВЛ длиной 5,67 км с проводом АС-240	Подключение новой ПС 110 кВ Южная	
1.5.	Строительство ЛЭП 35 кВ Дымково-Благовещенье	одноцепная ВЛ 35 кВ длиной 9,3 км с проводом АС-50	Обеспечение надежного энергоснабжения новых объектов (таблица 3.10). Ограничение из-за пропускной способности резервной ВЛ 6 кВ Будрино, являющейся вторым источником питания в районе (раздел 3.4).	Необходимость подключения новой ПС в рассечку к ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье и ВЛ 35 кВ Благовещенье – Дружба (Золотавцево) для обеспечения надежного энергоснабжения новых объектов, появляющихся в связи с развитием программы «Великий Устюг - Родина Деда Мороза», а также создание кольца по 35 кВ.
1.6.	Реконструкция ОРУ 35 кВ ПС Благовещенье	3 выключателя 35 кВ	Подключение ЛЭП 35 кВ Дымково-Благовещенье	
1.7.	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Дымково	1 выключатель 35 кВ		
2.	Мероприятия, связанные с недостаточной пропускной способностью электрической сети			
2.1.	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ ГПП-5А	2х63 МВА		
2.2.	Строительство захода ВЛ 110 кВ на ПС Искра (ВЭС)	двухцепный заход ВЛ 110 кВ длиной 0,6 км с проводом АС-150	Подключение ПС Искра, переводимой на напряжение 110 кВ.	На текущий момент выполняется проектирование, сечение провода принято согласно ПСД
2.3.	Строительство ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 №2 I, II цепь (ВЛ 110 кВ Станционная 3,4)	двухцепная ВЛ длиной 2,2 км с проводом АС-240	Обеспечение надёжности выдачи мощности ТЭЦ ПВС. Перегрузка отходящих ЛЭП в послеаварийных и	Существующие ЛЭП Станционная 1,2 перегружаются в послеаварийных режимах, когда в работе остается одна из них.

№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Примечание
			ремонтных режимах (рисунки 3.4-3.5, 3.8-3.9).	
2.4.	Реконструкция ПС 110 кВ Кубенское с заменой трансформаторов	2х25 МВА	Дефицит мощности согласно табл. 3.4. п.5.	Замета с увеличением трансформаторной мощности для подключения потребителей по договорам (128 шт.) на 1,396 МВт.
2.5.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110/35/10/6 кВ "Западная"	2х63 МВА	Дефицит мощности согласно табл. 3.4 п. №4.	Выполняется реконструкция.
2.6.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Вохтога	2х16 МВА	Дефицит мощности согласно табл. 3.4 п. №11.	Трансформаторы перегружены в отчётном году.
2.7.	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Анисимово	6,3 МВА	Дефицит мощности согласно табл. 3.4 п. №41.	Перегрузка трансформатора достигает допустимой в отчётном году.
2.8.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Луговая	2х40 МВА	Дефицит мощности согласно табл. 3.4 п. №3.	
2.9.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Устюжна	2х16 МВА	Дефицит мощности согласно табл. 3.4 п. №35.	Трансформаторы перегружены уже в отчётном году.
2.10.	Замена ошиновки и оборудования на присоединениях ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское на ПС 110 кВ Кубенское и ПС 220 кВ Сокол		Перегрузка существующей ошиновки и оборудования ПС в послеаварийных режимах (приложения 23, 34, 40, 46, 52, таблицы 3.6 и 3.7).	Как временное решение - создание АОПО ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское на ПС 110 кВ Кубенское с УВ на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Сокол
2.11.	Замена ошиновки и оборудования на присоединениях ВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками на ПС 110 кВ Кубенское и ПС 220 кВ Вологда-Южная		Перегрузка существующей ошиновки и оборудования ПС в послеаварийных режимах (приложения 23, 34, 40, 46, 52, таблицы 3.6 и 3.7).	Как временное решение - создание АОПО ВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское на ПС 220 кВ Вологда-Южная с УВ на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Сокол
2.12.	Замена ТТ на ПС 220 кВ РПП-1 в ячейке присоединения ВЛ 110 кВ РПП-1 -Шексна II цепь с отпайками		Перегрузка существующего ТТ в послеаварийных режимах, таблица 3.8. (приложение 27, 28, 56, 57).	Как альтернативное решение - создание АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 - Шексна I и II цепь на ПС 220 кВ РПП-1
2.13.	Замена разъединителей, заградителей и ТТ на ПС 220 кВ РПП-1 и разъединителя на ПС 220 кВ ГПП-1 в ячейках присоединений ВЛ 110 кВ РПП-1 - ГПП-1 I и II цепь		Перегрузка существующего оборудования в послеаварийных режимах.	Как временное решение - создание АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 - ГПП-1 I и II цепь на ПС 220 кВ РПП-1

№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Примечание
2.14.	Реконструкция ВЛ 110 кВ РПП 1-Шесна I и II цепь	Замена головного участка двухцепной ВЛ 110 кВ от РПП-1 до отпайки на ПС Искра длиной 3,5 км, рекомендуемое сечение провода не менее АС-240.	Перегрузка участка ЛЭП в ремонтных и послеаварийных режимах согласно таблице 3.8. (приложение 27, 56)	
2.15.	Реконструкция ВЛ 110 кВ РПП 1-ГПП-1 I и II цепь	Замена двухцепной ВЛ 110 кВ от РПП-1 до ПС ГПП-1 длиной 4,4 км, рекомендуемое сечение провода не менее АС-330.	Перегрузка участка ЛЭП в ремонтных и послеаварийных режимах согласно таблице 3.9. (приложения 31, 60, 62, 64, 66, 68, 69, 71, 73, 75 )	
2.16.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское	реконструкция одноцепной ВЛ длиной 46,6 км с увеличением сечения провода до АС-300	Перегрузка существующего провода в послеаварийных режимах (приложения 23, 34, 40, 46, 52, таблицы 3.6 и 3.7).	
2.17.	Реконструкция КВЛ 110 кВ Вологда-Южная - Кубенское с отпайками	реконструкция одноцепной ВЛ длиной 38,4 км с увеличением сечения провода до АС-300	Перегрузка существующего провода в послеаварийных режимах (приложения 23, 34, 40, 46, 52, таблицы 3.6 и 3.7).	
2.18.	Реконструкция ПС 35 кВ Искра Вологодский р-н, с переводом на класс напряжения 110 кВ	2х16 МВА	Дефицит мощности согласно табл. 3.4 п. №86.	Выполняется проектирование. Схема подключения принята согласно проектным решениям разрабатываемой документации. Подключение потребителей по договорам (452 шт.) на 5,941 МВт.
2.19.	Реконструкция ПС 35 кВ "Молочное" с заменой трансформаторов	2х16 МВА	Подключение потребителей по договорам (644 шт.) на 7,911 МВт.	Подстанции относятся к энергодефицитным центрам питания, перегружены, отсутствует возможность подключения новых потребителей. В данной работе загрузка ПС 35 кВ и ниже не приводиться согласно ТЗ.
2.20.	Реконструкция ПС 35 кВ Маега	2х10 МВА	Подключение потребителей по договорам (196 шт.) на 3,532 МВт.	
2.21.	Замена силовых трансформаторов на ПС-35кВ Можайское	2х6,3 МВА	Подключение потребителей по договорам (97 шт.) на 1,047 МВт.	
2.22.	Замена силовых трансформаторов на ПС-35кВ Ягница	2х2,5 МВА	Акт № 24 расследования технологического нарушения от 13.06.2012, подключение потребителей по договорам (200 шт.) на 2,897 МВт.	

№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Примечание
2.23.	Реконструкция ЗРУ 35 кВ ПС 110 кВ Западная с установкой 2-х выключателей	2 выключателя 35 кВ	Перегрузка ВЛ 35 кВ Северная-Маега в послеаварийных режимах (рисунок 3.17)	
2.24.	Образование захода транзита 35 кВ Маега-Северная на ПС 110 кВ Западная			
2.25.	Установка АОПО КВЛ 110 кВ Вологда-Южная - Кубенское с отпайками на ПС 220 кВ Вологда-Южная		Перегрузка существующего провода ВЛ, ошиновки оборудования ПС в послеаварийных режимах (приложения 23, 34, 40, 46, 52, таблицы 3.6 и 3.7).	Временное решение до замены провода ВЛ 110 кВ Вологда-Южная - Кубенское с отпайками на АС-300, замены оборудования на ПС Вологда-Южная и Кубенское и ошиновки на ПС 110 кВ Кубенское. УВ на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Сокол
2.26.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Сокол - Кубенское на ПС 110 кВ Кубенское		Перегрузка существующего провода ВЛ, ошиновки оборудования ПС в послеаварийных режимах (приложения 23, 34, 40, 46, 52, таблицы 3.6 и 3.7).	Временное решение до замены провода ВЛ 110 кВ КВЛ 110 кВ Сокол - Кубенское на АС-300, замены ошиновки на ПС Сокол и Кубенское и оборудования на ПС Кубенское. УВ на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Сокол
2.27.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 - Шексна I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Шексна 1)		Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования ПС в послеаварийных режимах (таблица 3.8, приложение 27, 56).	Альтернативное решение замене провода
2.28.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 - Шексна II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Шексна 2)		Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования ПС в послеаварийных режимах (таблица 3.8, приложение 27, 56).	Альтернативное решение замене провода и ТТ на ПС 220 кВ РПП-1
2.29.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 -ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1)		Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования ПС в послеаварийных режимах (таблице 3.9, приложения 31, 60, 62, 64, 66, 68, 69, 71, 73, 75 ).	УВ на снижение выдаваемой мощности ТЭЦ ПВС
2.30.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 -ГПП-1 II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 2)		Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования ПС в послеаварийных режимах (таблице 3.9, приложения 31, 60, 62, 64, 66, 68, 69, 71, 73, 75 ).	УВ на снижение выдаваемой мощности ТЭЦ ПВС
2.31.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 I цепь с отпайкой на ГПП-4 (ВЛ 110 кВ Станционная 1)		Перегрузка существующего провода ВЛ (рисунки 3.4-3.5, 3.8-3.9).	УВ на снижение выдаваемой мощности ТЭЦ ПВС

№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Примечание
2.32.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 II цепь с отпайкой на ГПП-4 (ВЛ 110 кВ Станционная 2)		Перегрузка существующего провода ВЛ (рисунки 3.4-3.5, 3.8-3.9).	УВ на снижение выдаваемой мощности ТЭЦ ПВС
3.	<b>Мероприятия технического перевооружения и реконструкции энергообъектов, не связанные с развитием сети</b>			
3.1.	Замена 11 выключателей в РУ 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая		Превышение токами КЗ отключающей способности выключателей из-за изменения режима работы секций шин 220 кВ ПС Череповецкая в 2019 г. (таблица 3.11 п.5)	
3.2.	Реконструкция ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 – РПП-2. Замена с выносной опор №№ 27,28,29	участок длиной 1,84 км	Ухудшенное состояние.	Увеличение сечения провода не требуется.
3.3.	Реконструкция ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 - Череповецкая. Замена с выносной опор №№" 56,57,58,59,60	участок длиной 2,05 км	Ухудшенное состояние.	Увеличение сечения провода не требуется.
3.4.	Реконструкция двухцепного участка ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Череповецкая-ГПП 11 (Прокат-1,2) в пролетах опор 62–63 (пересечение с инженерными сооружениями)	двухцепный участок длиной 3 км	Несоответствие требованиям нормативных документов, аварийное состояние опор.	Увеличение сечения провода не требуется.
3.5.	Реконструкция двухцепного участка ВЛ 220кВ РПП-2 - ГПП 11 (Прокат-3,4) в пролетах опор 17–18 (пересечение с инженерными сооружениями)	двухцепный участок длиной 3 км		Увеличение сечения провода не требуется.
3.6.	Реконструкция перехода через р. Шексна ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская (оп.№231-234)	двухцепный участок длиной 1,43 км	Ухудшенное состояние провода (коррозионный износ стальных сердечников до 14%), ухудшенное состояние фундаментов.	Увеличение сечения провода не требуется.
3.7.	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленцово Никольского р-на (замена силового тр-ра)	2,5 МВА	Физический износ оборудования.	Без увеличения трансформаторной мощности. Силовой трансформатор Т-1 морально и физически устарел, не оборудован РПН.

№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Примечание
3.8.	Реконструкция ПС 110/6 кВ Борки Великоустюгского района: замена силовых трансформаторов 2х10 МВА на равные по мощности, реконструкция ОРУ-110 кВ	2х10 МВА	Физический износ оборудования - акт № 605 расследования технологического нарушения (аварии) от 21.10.2013, реконструкция РУ 110 кВ по причине замены ОД и КЗ на современное оборудование	Замена оборудования объекта с истекшим нормативным сроком эксплуатации с целью повышения надежности электроснабжения производственных и социально-значимых объектов.
3.9.	Реконструкция ПС 110 кВ Бабеево (замена силового трансформатора 16 МВА на равный по мощности)	16 МВА	Трансформатор выработал ресурс (обнаружено превышение граничной концентрации H <sub>2</sub> , частичные разряды на фазе А и С, износ механических элементов РПН).	
3.10.	Замена трансформатора на ПС 110/35/10 Восточная	40 МВА	Физический износ трансформатора - акты расследования технологических нарушений (аварий) № 3 от 19.04.2012, № 91 от 12.12.2013, № 66 от 30.11.2011.	Без увеличения трансформаторной мощности.
3.11.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС	замена участка ВЛ протяженностью 23,9 км на новый с сечением провода АС-95	Акты расследования технологических нарушений (аварий) №501 от 07.01.2015, № 502 от 07.01.2015, № 503 23.01.2015, № 505 от 07.01.2015, № 505 от 12.01.2015, № 507 от 14.01.2015, № 513 от 26.01.2015, № 514 от 26.01.2015.	Увеличение сечения провода не требует (приложения 32, 38, 44, 50, 61)
3.12.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС	замена участка ВЛ протяженностью 24,7 км на новый с сечением провода АС-95		
3.13.	Реконструкция ВЛ 110кВ Очистные 1,2	замена двухцепной ВЛ 110 кВ длиной 8,2 км, рекомендуемое сечение провода АС-120	Акт обследования технического состояния ВЛЭП от 10.10.201.	Выбор сечения провода - раздел 2.2 данного тома.
4.	<b>Прочие мероприятия</b>			
4.1.	Реконструкция ПС "Анненский Мост" с переводом на напряжение 110 кВ	2х4 МВА, 3 элегазовых выключателя 110 кВ, 5 воздушных выключателей 35 кВ	Повышение надежности электроснабжения. Перегрузка ВЛ 35 кВ Ольховская в послеаварийном режиме летом (рисунок 3.1).	Необходимость резервирования питания шлюзов Волго-Балтийской системы, реализация перспективной схемы перехода на 110 кВ (линия Белоусово-Анненский мост построена в габаритах 110 кВ в 2011 году).
4.2.	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Белоусово	1 выключатель 110 кВ	Подключение ВЛ 110 кВ Белоусово-Анненский мост	
4.3.	Реконструкция ПС 110 кВ Калинин с заменой трансформатора	2,5 МВА	Снижение потерь в сети.	Разработка ТЗ. Уменьшение мощности трансформаторов в связи с низкой загрузкой ПС (оптимизация использования оборудования)



№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Примечание
4.4.	Перевод ВЛ 35 кВ Белоусово-Анненский мост (выполненной в габаритах 110 кВ в 2011 г.) на напряжение 110 кВ	перевод ВЛ 35 кВ на напряжение 110 кВ, длина 42,2 км, сечение провода АС-95 и АС-120	Подключение ПС переводимой на 110 кВ Анненский мост.	Увеличение сечения провода при переводе существующей ВЛ 35 кВ на 110 не требуется (раздел 3.3, рисунки 3.2-3.3).

Таблица 121 - Капиталовложения в новое строительство линий электропередачи Вологодской области напряжением 35-110 кВ<sup>1</sup>

№	Наименование линии	Марка провода	Материал опоры	Коли- чество цепей, шт.	Длина, км	Стоимость, тыс. руб/км		Стоимость, тыс. руб.			Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах на III квартал 2015 года с учетом соответствующих укрупнен- ных коэффициентов, тыс. руб.		Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 года. с учетом НДС, тыс. руб.	Год ввода
						ЛЭП²	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объ- екту с учётом дополнитель- ных затрат в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)³	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. с учетом НДС	Строительно- монтажные работы (80%, 4,61)⁴	Прочие затраты (20%, 8,21)⁵		
1 Новое строительство ЛЭП 35-110 кВ:														
1	ЛЭП 110 кВ, заход на ПС Искра (ВЭС)	АС-150	сталь	2	0,6	1 373	1 373	824	1054,3	1244,07	4588,14	2042,77	6630,91	2017
2	ЛЭП 110 кВ Зашекснинская - Южная	АС-240	сталь	2	5,67	1 373	1 373	7785	9963,13	11756,49	43357,94	19304,16	62662,10	2018
3	ЛЭП 35 кВ Дымково- Благовещенье	АС-50	сталь	1	9,3	635	635	5906	7559,05	8919,68	32895,77	14646,11	47541,88	2020
4	ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 №2 I, II цепь (ВЛ 110 кВ Станционная 3,4)	АС-240	сталь	2	2,2	1 373	1 373	3 021	3 865,76	4 561,60	16 823,19	7 490,15	24 313,34	2019
Всего по новому строительству ЛЭП 35-110 кВ в период 2017-2021гг										26 480,44	97 659,86	43 480,88	141 140,7	

Примечания:

- 1- По ЛЭП 35-110 кВ расчет произведен согласно "Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО "Холдинг МРСК"" (Сб-МРСК-ВНД-80.01-12, г.Москва, 2012г.) (далее просто Сб-МРСК-ВНД-80.01-12)  
По ЛЭП 220 кВ расчет произведен согласно сборнику "Укрупненных стоимостных показателей линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ" 324 тм - т1 (ОАО "ФСК ЕЭС", 2012) (УСП ОАО "ФСК ЕЭС")
- 2- согласно табл.2 Сб-МРСК-ВНД-80.01-12 для ЛЭП 110 кВ, согласно табл.1 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС" для ЛЭП 220 кВ и выше.
- 3- дополнительные затраты 27,98% согласно п.2.7 Сб-МРСК-ВНД-80.01-12 для ЛЭП 110 кВ, дополнительные затраты 20,98% согласно п.2.3 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС" для ЛЭП 220 кВ и выше.

- 4- 80% - составляющая стоимости строительства ВЛ и КЛ согласно Приложению 5 к СБ-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 4,61 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстроя России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами без учета НДС, Вологодская область)  
80/81% - составляющая стоимости строительства ВЛ/КЛ согласно Приложению 4 к сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"; коэффициент 4,61 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстроя России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами без учета НДС, Вологодская область)
- 5- 20% - составляющая стоимости строительства ВЛ и КЛ, согласно Приложению 5 к СБ-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 8,21 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 4 к письму Минстроя России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика (строка 2) без учета НДС)  
20/19% - составляющая стоимости строительства ВЛ/ КЛ, согласно Приложению 4 к сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"; коэффициент 8,21 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 4 к письму Минстроя России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика (строка 2) без учета НДС)

Таблица 122 – Капиталовложения в реконструкцию и техперевооружение ЛЭП напряжением 110 кВ и выше<sup>1</sup>

№	Наименование линии	Марка про- вода	Материал опоры	Количество цепей, шт	Длина, км	Стоимость, тыс. руб./км			Стоимость, тыс. руб.				Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах III квартал 2015 года. С учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб.		Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 года. с учетом НДС, тыс. руб.	Год вво- да
						Демонтаж ЛЭП <sup>2</sup>	ЛЭП <sup>3</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объекту с учётом дополнитель-ных затрат в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС) <sup>4</sup>	Всего по объекту с учётом реконструк-ции ВЛ в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>5</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. с учетом НДС	Строительно-монтажные работы (80%, 4,61) <sup>6</sup>	Прочие затраты (20%, 8,21) <sup>7</sup>		
1 Реконструкция и техническое перевооружение ЛЭП 110 кВ:																
1	ВЛ 110 кВ РПП I-Шесна 1,2	АС-120 (на АС-240)	сталь	2	3,5	23,6	1373	1396,6	4888,1	6 255,79	7 006,49	8 267,65	30 491,10	13 575,49	44 066,59	2017
2	ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС	АС-95	сталь	2	23,9	23,6	989	1012,6	24201,14	30 972,62	34 689,33	40 933,41	150 962,43	67 212,66	218 175,09	2018
	ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС				24,7			1012,6	25011,22	32 009,36	35 850,48	42 303,57	156 015,56	69 462,46	225 478,02	2019
3	ВЛ 110кВ Очистные 1,2	АС-120	сталь	2	8,2	23,6	989	1012,6	8303,32	10 626,59	11 901,78	14 044,10	51 794,64	23 060,41	74 855,05	2020
4	ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское	АС-185 (на АС-300)	сталь	1	46,6	23,6	1100	1123,6	52359,76	67 010,02	75 051,22	88 560,44	326 610,92	145 416,25	472 027,16	2019
5	КВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками	АС-185 (на АС-300)	сталь	1	38,4	23,6	1100	1123,6	43146,24	55 218,56	61 844,78	72 976,85	269 138,61	119 827,98	388 966,59	2019
3	ВЛ 110кВ РПП-I – ГПП-I I, II цепь с отпайками (Кольцевая 1,2)	АС-240 (на АС-330)	сталь	2	4,4	23,6	1100	1123,6	4943,84	6 327,13	7 086,38	8 361,93	30 838,80	13 730,29	44 569,09	2019

№	Наименование линии	Марка про- вода	Материал опоры	Количество цепей, шт	Длина, км	Стоимость, тыс. руб./км			Стоимость, тыс. руб.				Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах III квартал 2015 года. С учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб.		Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 года. с учетом НДС, тыс. руб.	Год ввода
						Демонтаж ЛЭП <sup>2</sup>	ЛЭП <sup>3</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объекту с учётом дополнительных затрат в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС) <sup>4</sup>	Всего по объекту с учетом реконструкции ВЛ в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>5</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. с учетом НДС	Строительно-монтажные работы (80%, 4,61) <sup>6</sup>	Прочие затраты (20%, 8,21) <sup>7</sup>		
6	ВЛ 35 кВ Белоусово-Анненский мост (в габаритах 110 кВ)	АС-95, 120	сталь	1	42,18	Построена в габаритах 110 кВ в 2011 г., в настоящее время работает на напряжении 35 кВ, перевод на 110 кВ в 2020 г.										2020
Всего для реконструкции и технического перевооружения ЛЭП 110 кВ в период 2017-2021гг.												275 448,00	1 015 852	452 285,54	1 468 137,6	
2 Реконструкция и техническое перевооружение ЛЭП 220 кВ:																
1	ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская (оп.№231-234)	АС-400	сталь	2	1,43	32,74	2275	2307,74	3300,0682	4 223,43	4 730,24	5 581,68	20 585,24	9 165,12	29 750,36	2017
2	ВЛ 220 кВ Прокат 1, 2	АС-240	сталь	2	3	32,74	1687	1719,74	5159,22	6 602,77	7 395,10	8 726,22	32 182,30	14 328,45	46 510,76	2017
3	ВЛ 220 кВ Прокат 3, 4	АС-240	сталь	2	3	32,74	1687	1719,74	5159,22	6 602,77	7 395,10	8 726,22	32 182,30	14 328,45	46 510,76	2017
4	ТЭЦ ЭВС-2-РПП-2	АС-300	сталь	1	1,84	32,74	2063	2095,74	3856,1616	4 935,12	5 527,33	6 522,25	24 054,05	10 709,53	34 763,59	2017
5	ТЭЦ ЭВС-2-Череповецкая	АС-300	сталь	1	2,05	32,74	2063	2095,74	4296,267	5 498,36	6 158,17	7 266,64	26 799,35	11 931,82	38 731,17	2017
Всего для реконструкции и технического перевооружения ЛЭП 220 кВ в период 2017-2021гг												36 823,01	135 803,25	60 463,38	196 266,63	
Всего для реконструкции и технического перевооружения ЛЭП в период 2017-2021гг												312 271,01	1 151 655,3	512 748,92	1 664 404,2	
Из них для реконструкции и технического перевооружения ЛЭП на 2017 год – 240333,8 тыс. руб., на 2018 год – 218175 тыс. руб., на 2019 год – 1131041 тыс. руб., на 2020 – 74855 тыс. руб.																

Примечания:

- 1 - расчет произведен согласно "Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО "Холдинг МРСК" (С6-МРСК-ВНД-80.01-12, г.Москва, 2012г.) (далее просто С6-МРСК-ВНД-80.01-12) расчет произведен согласно сборнику "Укрупненных стоимостных показателей линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ" 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО "ФСК ЕЭС" (ОАО "ФСК ЕЭС", 2012) (далее просто сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС")
- 2- согласно табл. 32 С6-МРСК-ВНД-80.01-12, согласно табл.30 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС" для ЛЭП 220 кВ и выше.
- 3- согласно табл.2 С6-МРСК-ВНД-80.01-12, согласно табл.1 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС" для ЛЭП 220 кВ и выше.
- 4- дополнительные затраты 27,98% согласно п.2.7 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 5- 12% - коэффициент для расчета реконструкции по табл. 1 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 6- 80% - составляющая стоимости строительства ВЛ и КЛ согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 4,61 - индекс изменения сметной стоимости строительно-

№	Наименование линии	Марка про- вода	Материал опоры	Количество цепей, шт	Длина, км	Стоимость, тыс. руб./км			Стоимость, тыс. руб.			Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах III квартал 2015 года. С учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб.		Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 года. с учетом НДС, тыс. руб.	Год ввода	
						Демонтаж ЛЭП <sup>2</sup>	ЛЭП <sup>3</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС)	Всего по объекту с учётом дополнительных затрат в ценах на 01.01.2000 г. (без НДС) <sup>4</sup>	Всего по объекту с учетом реконструкции ВЛ в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>5</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000 г. с учетом НДС	Строительно-монтажные работы (80%, 4,61) <sup>6</sup>			Прочие затраты (20%, 8,21) <sup>7</sup>

монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстроя России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами без учета НДС, Вологодская область)

- 7- 20% - составляющая стоимости строительства ВЛ и КЛ, согласно Приложению 5 к СБ-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 8,21 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 4 к письму Минстроя России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика (строка 2) без учета НДС)

Таблица 123 – Капиталовложения в новое строительство ПС 110 кВ<sup>1</sup>

№	Наименование подстанции	Объём вводов	Напряжение, кВ	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.								Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах на III квартал 2015 г. с учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб			Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 г. с учётом НДС, тыс. руб.	Год ввода
					Единичная <sup>2</sup>	Всего в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту с учётом дополнительных затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>3</sup>	Постоянной части затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>4</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. с учетом НДС	Строительно-монтажные работы (35%, 6,99) <sup>5</sup>	Оборудование, присоединения и производственный инвентарь (55%, 4,18) <sup>6</sup>	Пуско-наладочные работы (3,8%, 14,81) <sup>7</sup>	Прочие затраты (6,2%, 8,21) <sup>8</sup>		

ПС 110 кВ																	
1	Южная	Ячейка ЭВ 110 кВ	110	6	6790	40 740	40 740	55 447	5 922,00	61 369,1	72 415,5	177 164,7	166 483	40 754	36 860,9	421 263,1	2018
		Ячейка тр-ра 110/35/10 кВ - 32МВА	110/35/10	2	8391	16 782	16 782	22 840	5 922,00	28 762,3	33 939,5	83 033	78 026,9	19 100	17 275,8	197 436,3	
2	ИП Шексна	Ячейка ЭВ 110 кВ	110	7	На текущий момент фактически построена.												2017
		Ячейка тр-ра 110/10 кВ - 40МВА	110/10	2													
Всего по новому строительству ПС в период 2017-2021гг:											106 355	260 197,76	244510,3	59854	54136,	618 699,53	

Примечания:

- 1- расчет произведен согласно "Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО "Холдинг МРСК"" (Сб-МРСК-ВНД-80.01-12, г.Москва, 2012г.) ( далее просто Сб-МРСК-ВНД-80.01-12)
- 2- согласно табл. 18 и 19 Сб-МРСК-ВНД-80.01-12
- 3- дополнительные затраты 36,08% согласно п.4.7 Сб-МРСК-ВНД-80.01-12
- 4- согласно табл.28 Сб-МРСК-ВНД-80.01-12
- 5- 35% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к Сб-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 6,99 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - прочие объекты без учета НДС, Вологодская область)
- 6- 55% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к Сб-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 4,18 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 5 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без учета НДС, Вологодская область)
- 7- 3,8% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к Сб-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 9,76 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 – пусконаладочные работы без НДС, Вологодская область)
- 8- 6,2% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к Сб-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 7,66 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 4 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без НДС, Вологодская область)

Таблица 124 – Расчет капиталовложений в реконструкцию и техническое перевооружение объектов 35-110 кВ<sup>1</sup>

№	Наименование подстанции	Объём	Напряжение, кВ	Количество монтажа, шт	Количество демонтажа, шт	Стоимость, тыс. руб.									Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах на III квартал 2015 года с учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб.				Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 г. с учетом НДС, тыс. руб.	Год ввода
						Единичная монтажа <sup>2</sup>	Единичная демонтажа <sup>3</sup>	Всего в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту с учетом дополнительных затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>4</sup>	Всего по объекту с учетом реконструкции ПС в ценах 01.01.2001г. (без НДС) <sup>5</sup>	Постоянной части затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>6</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. с учетом НДС	Строительно-монтажные работы (35%, 6,99) <sup>7</sup>	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь (55%, 4,18) <sup>8</sup>	Пуско-наладочные работы (3,8%, 14,81) <sup>9</sup>	Прочие затраты (6,2%, 8,21) <sup>10</sup>		
1 Реконструкция и техперевооружение ПС 35 кВ																				
1	Ягница	Замена Т 2х1,6 МВА на 2х2,5 МВА	35/10	2	2	1290	9	2598	2598	3536	3925	942	4866,82	5842,85	14049,89	13202,82	3231,96	2923,23	33407,9	2020
2	Молочное	Замена Т 2х6,3МВА на 2х16МВА	35/10	2	2	3270	9	6558	6558	8925	9907	942	10849,24	12802,1	31320,33	29432,02	7204,77	6516,52	74473,65	2020
3	Маега	Замена Т 2х4МВА на 2х10МВА	35/10	2	2	2473	9	4964	4964	6756	7499	942	8441,16	9383,16	22955,91	21571,90	5280,66	4776,22	54584,68	2017
4	Благовещенье	Реконструкция ОРУ с установкой выключателей	35/10	3	0	452	0	1356	1356	1846	2049	1884	3932,52	4640,38	11352,68	10668,23	2611,51	2362,04	26994,46	2019
5	Можайское	Замена Т 2х2,5МВА на 2х6,3МВА	35/10	2	2	1 896	9	3810	3810	5185	5756	3295,6	9051,41	10680,66	26130,23	24554,83	6010,86	5436,67	62132,59	2019
6	Дымково	Установка ВВ 35 кВ для подключения ВЛ 35 кВ Дымково-Благовещенье	35/10	1	0	452	0	452	452	615	683	1 884,00	2 566,84	3 028,87	7 410,14	6 963,38	1 704,59	1 541,76	17 619,86	2019
Всего для реконструкция и технического перевооружения ПС 35 в период 2017-2021 гг:														46378,02	113219,2	106393,2	26044,35	23556,44	269213,1	
2 Реконструкция и техперевооружение ПС 110 кВ																				
1	Западная	Замена Т 40+40,5 МВА на 2х63 МВА	110/35/10	2	2	11 309	14	22 646	24 642	33 538	37 227	4 687,50	41 914,42	49 459,01	121 001,47	113 706,27	27 834,54	25 144,96	287 687	2016-2017
		Ячейка ЭВ 35 кВ	35	2	0	998	0	1 996												
2	Анненский мост	Ячейка ЭВ 110 кВ	110	3	0	6 790	0	20 370	28960,69	39415,49	43751,20	9886,8	53638	63292,84	154845,94	145510,25	35619,95	32217,32	368193,47	2020
		Ячейка ВВ 35 кВ	35	5	1	452	1,7	2 262												
		Замена Т 5,6МВА на 2х4МВА	110/35/6	2	1	3 160	9	6 329												
3	Зеленцово	Замена Т 2,5 МВА	110/10	1	1	1 925	14	1 939	1 939	2 639	2 929	2 973,20	5 902,47	6 964,91	17 039,65	16 012,33	3 919,71	3 545,28	40 516,97	2017
4	Калинино	Замена Т 6,3 МВА на 2,5 МВА	110/10	1	1	1 925	14	1 939	1 939	2 639	2 929	2 973,20	5 902,47	6 964,91	17 039,65	16 012,33	3 919,71	3 545,28	40 516,97	2019
5	Кубенское	Замена Т 2х10 МВА на 2х25 МВА	110/35/10	2	2	7 176	14	14 380	14 380	19 571	21 724	2 973,20	24 697,21	29 142,71	71 297,63	66 999,08	16 400,93	14 834,22	169 531,87	2017
6	Восточная	Замена Т-40МВА	110/35/10	1	1	8 391	15	8 406	8 406	11 441	12 699	4 687,50	17 386,53	20 516,10	50 192,65	47 166,52	11 546,05	10 430,39	119 336	2019

№	Наименование подстанции	Объём	Напряжение, кВ	Количество монтажа, шт	Количество демонтажа, шт	Стоимость, тыс. руб.								Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах на III квартал 2015 года с учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб.				Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 г. с учётом НДС, тыс. руб.	Год ввода	
						Единичная монтажа <sup>2</sup>	Единичная демонтажа <sup>3</sup>	Всего в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту с учётом дополнительных затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>4</sup>	Всего по объекту с учётом реконструкции ПС в ценах 01.01.2001г. (без НДС) <sup>5</sup>	Постоянной части затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>6</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. с учетом НДС	Строительно-монтажные работы (35%, 6,99) <sup>7</sup>	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь (55%, 4,18) <sup>8</sup>	Пуско-наладочные работы (3,8%, 14,81) <sup>9</sup>			Прочие затраты (6,2%, 8,21) <sup>10</sup>
7	Искра (ВЭС)	Замена Т35 кВ (2х4МВА) на Т 110 кВ (2х16 МВА)	110/35/10	2	2	6 473	9	12 964	46914	63 850	70 873	9 375	80 248	94 693	231 667	217 700	53 291	48 201	550 859	2017
		Ячейка ЭВ 110 кВ	110	5	0	6 790	0	33 950												
8	Борки	Ячейка ЭВ 110 кВ	110/6	2	0	6 790	0	13 580	34 106	46 418	51 524	9 375	60 899	71 861	175 808	165 209	40 442	36 579	418 038	2020
		Замена Т 2х10 МВА на 2х10 МВА	110	2	2	10 249	14	20 526												
9	Бабаево	Замена Т 16МВА на 16 МВА	110/35/10	1	1	4 682	14	4 696	4 696	6 391	7 094	3 125,00	10 219,29	12 058,77	29 501,77	27 723,11	6 786,43	6 138,15	70 149,47	2020
10	Белоусово	Ячейка ЭВ 110 кВ	110/35/10	1	0	6 790	0	6 790	6790	9 241	10 258	4 943,40	15 201,12	17 937,32	43 883,66	41 237,90	10 094,77	9 130,46	104 346,79	2020
Всего для реконструкции и технического перевооружения ПС 110 кВ в период 2017-2021гг:													369 332	903 572	849 097	207 853	187 957	2 148 479		
Всего для реконструкции и технического перевооружения ПС 35-110 кВ в период 2017-2021гг:													415 710	1 016 792	955 490	233 897	211 514	2 417 692		
Из них для реконструкции и технического перевооружения ПС 35-110 кВ на 2017 год – 1082483 тыс.руб., на 2019 год – 266599 тыс.руб., на 2020 год – 1068609 тыс.руб.																				

Примечания:

- 1- расчет произведен согласно "Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО "Холдинг МРСК" (С6-МРСК-ВНД-80.01-12, г. Москва, 2012г.) (далее просто С6-МРСК-ВНД-80.01-12)
- 2- согласно табл. 18 и 19 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 3- согласно табл. 30 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 4- дополнительные затраты 36,08% согласно п.4.7 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 5- согласно табл. 1 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 6- согласно табл.28 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 7- 35% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 6,99 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - прочие объекты без учета НДС, Вологодская область)
- 8- 55% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 4,18 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 5 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без учета НДС, Вологодская область)
- 9- 3,8% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 14,81 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - пусконаладочные работы без НДС, Вологодская область)
- 10- 6,2% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 8,21 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 4 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без НДС, Вологодская область)



Таблица 125 – Расчет капиталовложений в реконструкцию объектов 220 кВ и выше

№	Наименование подстанции	Объем	Напряжение, кВ	Количество монтажа, шт	Количество демонтажа, шт	Стоимость, тыс. руб.								Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах на III квартал 2015 г. с учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб.				Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 г. с учетом НДС, тыс. руб.	Год ввода
						Единичная монтажа	Единичная демонтажа	Всего в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту с учетом дополнительных затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Постоянной части затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. с учетом НДС	Строительные работы (12(14)%, 6,99)	Монтажные работы (10(7)%, 6,99)	Оборудование (61(63)%, 4,18)	Прочие затраты (17(16)%, 8,21)		
Реконструкция и техперевооружение ПС 500-220 кВ:																			
1	Зашекснинская	Ячейка ЭВ 110 кВ	110	2	0	6 790	0	13 580	13 580	16 660	4 022	20 682	24 404	20 470	11 941	64 266	32 057	128 735	2016
2	Череповецкая	Ячейка ЭВ 500 кВ	500	5	5	23 500	40	117 698	117 698	144 392	8 695	153 087	180 643	151 523	126 269	460 602	252 123	990 517	2023
		Ячейка реактора 500 кВ, 3х60	500	1	1	51 352	0	51 352	51 352	62 999	8 695	71 694	84 598	70 961	59 134	215 709	118 074	463 879	2023
		Ячейка АТП 500/220/10 кВ 2х(3х167)МВА	500	2	2	68 620	23	137 285	137 285	168 422	8 695	177 117	208 998	175 307	146 089	532 902	291 698	1 145 997	2023
		Ячейка ЭВ 220 кВ	220	30	24	11 750	11	352 769	352 769	432 777	16 544	449 321	530 199	444 731	370 609	1 351 900	739 998	2 907 237	2023
		Из них отключающая способность не соответствует ТКЗ		11	11	11 750	11	129 373	129 373	158 715	16 544	175 259	206 806	173 469	144 557	527 313	288 639	1 133 978*	2019
Всего для реконструкции и технического перевооружения ПС 220-500 кВ в период до 2021 <sup>100</sup> г.													231 210	193 939	156 498	591 579	320 696	1 262 712	
Реконструкция и техперевооружение ПС 220 кВ ОА «ФосАгро-Череповец»:																			
1	ГПП -5А	Замена Т (2х40 МВА) на Т (2х63 МВА)	220/10	2	2	13818	23	27 682	27 682,0	33 960	7 332,0	41 292,28	48 724,89	40 870,44	34 058,70	124 238,7	68 005,33	267 173,18	2017
Всего для реконструкции и технического перевооружения ПС 220 кВ													48 724,89	40 870,44	34 058,70	124 238,7	68 005,33	267 173,18	

Примечания:

- 1- расчет произведен согласно сборнику "Укрупненных стоимостных показателей линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ" 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО "ФСК ЕЭС" (ОАО "ФСК ЕЭС", 2012) (далее просто сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС")
- 2- согласно табл. 18-19 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"
- 3- согласно табл. 29 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"
- 4- дополнительные затраты 22,68% согласно п.4.7 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"
- 5- согласно табл.27 сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"
- 6- 12(14)% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 4 к сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"; коэффициент 6,99 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - прочие объекты без учета НДС, Вологодская область)
- 7- 10(7)% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 4 к сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"; коэффициент 6,99 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 5 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без учета НДС, Вологодская область)
- 8- 61(63)% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 4 к сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"; коэффициент 4,18 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 – пусконаладочные работы без НДС, Вологодская область)
- 9- 17(16)% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 4 к сб. УСП ОАО "ФСК ЕЭС"; коэффициент 8,21 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 4 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без НДС, Вологодская область)
- 10- капиталовложения, учитываемые на период до 2021 года

Таблица 126 – Капиталовложения в реконструкцию и техперевооружение (рекомендации по замене трансформаторов на более мощные по результатам расчета электрических режимов) подстанций 110 кВ Вологодской энергосистемы в период до 2021 года

№	Наименование подстанции	Объём	Напряжение, кВ	Количество монтажа, шт	Количество демонтажа, шт	Стоимость, тыс. руб.									Стоимость (с учетом НДС) по объекту в ценах на III квартал 2015 года с учетом соответствующих укрупненных коэффициентов, тыс. руб.				Всего по объекту в ценах на III квартал 2015 года - с учётом НДС, тыс. руб.	Год ввода (рекомендации)
						Единичная монтажа <sup>2</sup>	Единичная демонтажа <sup>3</sup>	Всего в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту с учётом дополнительных затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>4</sup>	Всего по объекту с учётом реконструкции ПС в ценах 01.01.2001г. (без НДС) <sup>5</sup>	Постоянной части затрат в ценах на 01.01.2000г. (без НДС) <sup>6</sup>	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. (без НДС)	Всего по объекту в ценах на 01.01.2000г. с учетом НДС	Строительно-монтажные работы (35%, 6,99) <sup>7</sup>	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь (55%, 4,18) <sup>8</sup>	Пуско-наладочные работы (3,8%, 14,81) <sup>9</sup>	Прочие затраты (6,2%, 8,21) <sup>10</sup>		
Реконструкция и техперевооружение ПС 110 кВ с заменой трансформаторов																				
1	Вохтога	Замена Т 2х10 МВА на 2х16 МВА	110/10	2	2	3 420	14	6 868	6 868	9 347	10 376	2 973,20	13 348,76	15751,53	38536,12	36 212,77	8864,65	8017,85	91631,39	2017
2	Анисимово	Замена Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА	110/10	1	1	2 800	14	2 814	2 814	3 830	4 251	2 973,20	7 224,34	8524,72	20855,72	19598,33	4797,54	4339,25	49590,85	
3	Устюжна	Замена Т 2х10 МВА на 2х16 МВА	110/35/10	2	2	6 473	14	12 974	12 974	17 658	19 600	2 973,20	22 573,15	26 636,32	65 165,75	61 236,90	14 990,39	13 558,42	154 951,46	
4	Луговая	Замена Т 2х25 МВА на 2х40 МВА	110/35/6	2	2	7 898	14	15 824	15824	21 536	23 905	2 973,20	26 878,68	31716,84	77595,24	72917,01	17849,60	16144,50	184506,35	2020
Всего для реконструкции и технического перевооружения ПС 110 кВ в период 2017-2021гг:														82629,41	202152,8	189965	46502,18	42060,02	480680,1	

Примечания:

- 1- расчет произведен согласно "Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО "Холдинг МРСК" (С6-МРСК-ВНД-80.01-12, г. Москва, 2012г.) (далее просто С6-МРСК-ВНД-80.01-12)
- 2- согласно табл. 18 и 19 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 3- согласно табл. 30 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 4- дополнительные затраты 36,08% согласно п.4.7 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 5- согласно табл. 1 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 6- согласно табл.28 С6-МРСК-ВНД-80.01-12
- 7- 35% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 6,99 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - прочие объекты без учета НДС, Вологодская область)
- 8- 55% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 4,18 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 5 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без учета НДС, Вологодская область)
- 9- 3,8% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 14,81 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 1 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 – пусконаладочные работы без НДС, Вологодская область)
- 10- 6,2% - составляющая стоимости строительства ПС согласно Приложению 5 к С6-МРСК-ВНД-80.01-12; коэффициент 8,21 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (ФЕР) на III квартал 2015 года (приложение № 4 к письму Минстрой России от 13.08.2015г. № 25760-ЮР/08 - электроэнергетика без НДС, Вологодская область)

Таблица 127 – Суммарные капиталовложения в новое строительство и реконструкцию объектов 35 кВ и выше Вологодской области в период до 2021 года в ценах III квартала 2015 года, тыс. руб.

Наименование	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
<b>Новое строительство</b>					
<b>Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»</b>					
ПС 35-110 кВ	-	618699,53	-	-	-
ЛЭП 35 кВ	-	-	-	47541,88	-
ЛЭП 110 кВ	6630,91	62662,1	24313,34	-	-
<b>Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС</b>					
ПС и ЛЭП	-	-	-	-	-
220 кВ и выше					
ИТОГО по новому строительству	6630,91	681361,63	-	47541,88	-
Из них:				-	
Вологдаэнерго	6630,91	681361,63	-	47541,88	-
Вологодское ПМЭС	-	-	-	-	-
<b>Реконструкция и техперевооружение</b>					
<b>Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»</b>					
ПС 35 кВ	54584,68	-	106747	107881,6	-
ПС 110 кВ	1344769	-	159853	1145234	-
ЛЭП 35-110 кВ	44067	218175	1131041	74855	-
<b>Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС</b>					
ПС 220 кВ и выше	128 735	-	-	-	1113978
ЛЭП 220 кВ и выше	196266,8	-	-	-	-
<b>ОА «ФосАгро-Череповец»:</b>					
ПС 220 кВ	267 173,18				
ИТОГО по реконструкции и тех- перевооружению	2 035 596	218 175	1 397 641	1 327 971	1 113 978
Из них:					
Вологдаэнерго	1443420,7	218175	1397641	1327970,6	-
Вологодское ПМЭС	325 002	-	-	-	1113978
ОА «ФосАгро-Череповец»	267 173,18				
Суммарные капвложения по годам	2 042 227	899 537	1 397 641	1 375 512	1 113 978
Всего 6 828 895 тыс. руб., из них					
Вологдаэнерго	1450051,6	899536,63	1397641	1375512,5	-
Вологодское ПМЭС	325 002	-	-	-	1 113 978
ОА «ФосАгро-Череповец»	267 173,18				

## Выводы

1. Настоящая работа выполнена в соответствии с Техническим заданием на разработку проектной документации «Схема и программа развития электроэнергетики Вологодской области на 2017 – 2021 гг.» по государственному контракту №4 от 24 сентября 2015 г.

2. Согласно «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» в 2017 году принят ввод ВЛ 750 кВ Ленинградская- Белозерская протяженностью 450 км с установкой на шинах 750 кВ ПС Белозерская и Ленинградской АЭС и ректоров 3х110 Мвар.

Для формирования расчётной модели (на 2017-2021 г.) вводы электросетевых объектов, реконструкция и техперевооружение объектов электроэнергетики 35-220 кВ на территории Вологодской области приняты с учетом утвержденной инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2015-2019 гг. и среднесрочной инвестиционной программой Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2016-2020 гг. Расчётная модель составлена с учетом заявок и технических условий на присоединение, предоставленных филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Вологодской области».

3. По результатам расчетов с учетом перспективных нагрузок на 2017-2021 гг. и данным собственников о техническом состоянии оборудования в настоящей работе рекомендуются следующие мероприятия по развитию электросетевого комплекса Вологодской области:

1) Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС:

– ввод в 2017 г. ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская протяженностью 450 км с установкой на шинах 750 кВ ПС Белозерская и Ленинградской АЭС ректоров 3х110 Мвар;

– реконструкция ПС 220 кВ Зашексинская с установкой дополнительных двух ячеек 110 кВ к 2018 г.;

– реконструкция РУ 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая с заменой 11 выключателей к 2019 г.;

– реконструкция двухцепного участка ВЛ 220 кВ Череповецкая-ГПП 11 (Прокат-1,2) в пролетах опор 62-63 (пересечение с инженерными сооружениями) со сроком завершения в 2017 г.;

– реконструкция двухцепного участка ВЛ 220 кВ РПП-2 - ГПП 11 (Прокат-3,4) в пролетах опор 17-18 (пересечение с инженерными сооружениями) со сроком завершения в 2017 г.;

– реконструкция ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 – РПП-2. Замена с выноской опор №№ 27, 28, 29 со сроком завершения в 2017 г.;

– реконструкция ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 - Череповецкая. Замена с выноской опор №№ 56, 57, 58, 59, 60 со сроком завершения в 2017 г.;

– реконструкция перехода через р. Шексна оп.№231-234 ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская протяжённость 1,43 км, завершение реконструкции ориентировочно - середина 2017 г.;

– на ПС 220 кВ Сокол замена ошиновки и оборудования в РУ 110 кВ на присоединении ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское со сроком завершения в 2019 г.;

– на ПС 220 кВ Вологда-Южная замена оборудования в РУ 110 кВ на присоединении ВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское со сроком завершения в 2019 г.;

– на ПС 220 кВ РПП-1 замена ТТ 110 кВ в ячейке присоединения ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна II цепь с отпайками в 2017 г., замена разъединителей, заградителей и ТТ в ячейках присоединений ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь;

– на ПС 220 кВ Вологда-Южная к 2017 г. установка АОПО КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – Кубенское с отпайками;

– на ПС 220 РПП-1 к 2017 г. установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I, II цепь с отпайками;

– на ПС 220 РПП-1 к 2017 г. установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь с отпайками;

2) Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»:

– строительство ПС 110 кВ ИП Шексна с заходом ВЛ 110 кВ РПП 1 - Шексна I, II цепь с отпайками в РУ 110 кВ ПС ИП Шексна, ввод в 2017 г.;

- строительство ПС 110 кВ ИП Южная с питающей двухцепной ВЛ 110 кВ Зашекснинская - Южная I, II цепь, ввод в 2017 г.;
- реконструкция ПС 110 кВ Кубенское с заменой силовых трансформаторов на 2х25 МВА в 2017 г.;
- на ПС 110 кВ Кубенское в 2019 г. замена ошиновки присоединений ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское и ВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками и оборудования присоединения ВЛ 110 кВ Вологда-Южная-Кубенское с отпайками;
- расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Белоусово в связи с подключением ВЛ 110 кВ Белоусово – Анненский мост в 2020 г.;
- реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой силовых трансформаторов на 2х63 МВА, установкой двух выключателей 35 кВ в РУ 35 кВ и строительством захода ВЛ 35 кВ Маега-Северная в РУ 35 кВ ПС Западная в 2017 г.;
- замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Вохтога на 2х16 МВА в 2017 г.;
- замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Анисимово на 6,3 МВА в 2017 г.;
- замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Луговая на 2х40 МВА в 2017 г.;
- замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Устюжна на 2х16 МВА в 2017 г.;
- реконструкция ПС 110 кВ Зеленцово (замена силового трансформатора без увеличения мощности) в 2017 г.;
- реконструкция ПС 110 кВ Бабаево (замена силового трансформатора без увеличения мощности) в 2020г.;
- замена трансформатора на ПС 110/35/10 кВ Восточная без увеличения мощности;
- реконструкция ПС 110/6 кВ Борки Великоустюгского района (замена силовых трансформаторов без увеличения мощности, замена ОД и КЗ в ОРУ 110 кВ) в 2020 г.;

- реконструкция ПС 110 кВ Калинино с заменой трансформатора на меньший по мощности в 2019 г.;
- реконструкция ВЛ 110 кВ РПП-1 – Шексна I, II цепь с заменой провода головного участка, завершение в 2017 г.;
- реконструкция ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 I, II цепь, завершение в 2019 г.;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Сокол-Кубенское, завершение в 2019 г.;
- реконструкция КВЛ 110 кВ Волода-Южная – Кубенское с отпайками, завершение в 2019 г.;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Тарнога – НПС без увеличения сечения провода, полное завершение в 2019 г.;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2 без увеличения сечения провода в 2020 г.;
- установка АОПО ВЛ 110 кВ Сокол – Кубенское на ПС 110 кВ Кубенское к 2017 г.;
- строительство ЛЭП 35 кВ Дымково-Благовещенье в 2020 г., а также для подключения ЛЭП расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Дымково и реконструкция ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Благовещенье;
- реконструкция ПС 35 кВ Анненский мост с переводом на напряжение 110 кВ и перевод построенной в габаритах 110 кВ ВЛ 35 кВ Белоусово – Анненский мост на напряжение 110 кВ в 2020 г.;
- реконструкция ПС 35 кВ Искра (Вологодский район) с переводом на класс напряжения 110 кВ и строительство захода КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – Шексна с отпайкой на ПС Кипелово в РУ 110 кВ ПС Искра в 2017 г.
- реконструкция ПС 35 кВ Молочное с заменой трансформаторов на 2х16 МВА в 2020 г.;
- реконструкция ПС 35 кВ Маега с заменой трансформаторов на 2х10 МВА в 2017 г.;
- замена силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Можайское на 2х6,3 МВА в 2019 г.;

- замена силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Ягница на 2х2,5 МВА в 2020 г.

3) АО «ФосАгро-Череповец»:

- замена трансформаторов на ПС ГПП-5А на 2х63 МВА, срок завершения 2017 г.

4) ПАО «Северсталь»:

- строительство ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС - ГПП-1 №2 I, II цепь (Станционная 3, 4) с вводом в 2019 г.;

- на ПС 220 кВ ГПП-1 в ячейке присоединения ВЛ 110 кВ РПП-1 – ГПП-1 II цепь замена разъединителя в 2019 г.;

- установка АОПО ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС – ГПП-1 I, II цепь с отпайкой к 2017 г.

4. Результаты расчётов токов короткого замыкания до 2021г. показали, что максимальные токи трехфазного к.з. и однофазного к.з. в сети 110 кВ и выше составят:

- в сети 750 кВ – 16,8 кА и 15,6 кА соответственно на СШ 750 кВ ПС 750 кВ Белозерская;

- в сети 500 кВ – 21,3 кА и 21,4 кА соответственно на СШ 500 кВ ПС 750 кВ Белозерская;

- в сети 220 кВ – 33,8 кА и 39 кА соответственно на СШ 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая;

- в сети 110 кВ – 29,3кА и 34,5кА соответственно на СШ 110 кВ ПС 220 кВ РПП-1.

5. В настоящее время (с целью ограничения токов короткого замыкания) шины 220 кВ подстанции 500 кВ Череповецкая работают раздельно. К 2019 году рекомендуется замена 11 выключателей 220 кВ на выключатели с отключающей способностью, соответствующей токам КЗ.

6. Суммарные капвложения в развитие электрических сетей 35-110 кВ и выше на период 2015-2021 гг. в ценах на III квартал 2015 г. с учетом НДС составят 6,82 млрд. руб.